

155123.86

销售分类建议：规程规范/
电力工程/供用电

中华人民共和国电力行业标准

35kV~220kV 变电站

无功补偿装置设计技术规定

DL/T 5242 — 2010

*

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

北京博图彩色印刷有限公司印刷

*

2010年9月第一版 2010年9月北京第一次印刷

850毫米×1168毫米 32开本 3.25印张 82千字

印数 0001—3000册

*

统一书号 155123·86 定价 14.00元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签，加热后中心图案消失

本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

DL/T 5242—2010

ICS 29.240.10

K 44

备案号：J1055—2010

DL

中华人民共和国电力行业标准

P

DL/T 5242 — 2010

35kV~220kV 变电站

无功补偿装置设计技术规定

Technical rules for designing of reactive power
compensation equipment in 35kV~220kV substations



2010-05-24 发布

2010-10-01 实施

国家能源局 发布

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	2
3 术语和定义	3
4 总则	6
5 系统要求	7
6 接线	9
7 电器和导体选择	12
8 安装与布置	20
9 二次接线、继电保护和自动投切	23
10 防火、通风与采暖	29
附录 A（规范性附录） 无功补偿装置接线图	32
附录 B（规范性附录） 计算公式	36
条文说明	39

前 言

本标准是根据《国家发展改革委办公厅关于印发 2005 年行业标准计划项目的通知》（发改办工业〔2005〕739 号）的安排制定的。

本标准的附录 A、附录 B 为规范性附录。

本标准由中国电力企业联合会标准化管理中心提出。

本标准由电力行业电力规划设计标准化技术委员会归口。

本标准负责起草单位：上海电力设计院有限公司、济南迪生电子电气有限公司。

本标准参加起草单位：东北电力设计院、北京电力设计院、沈阳电力勘测设计院、许继集团有限公司。

本标准主要起草人：唐宏德、袁智强、吕伟强、孙士民、张利、张东江、曹林放、潘东华、汪亚伦、杨益芹、汪箐、徐劲松、梁学宇、孙国庆。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条 1 号，100761）。

1 范 围

本标准规定了 35kV~220kV 变电站中的无功补偿装置，包括 10kV~66kV 的并联电容器装置、并联电抗器装置、静止无功补偿器装置、静止无功发生器装置的工程设计。

本标准适用于 35kV~220kV 新建变电站，改扩建工程可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB 1984 高压交流断路器（IEC 62271-100: 2001, MOD）

GB 50229 火力发电厂与变电站设计防火规范

GB/T 2900.16 电工术语 电力电容器 [IEC 60050 (436): 1990, NEQ]

GB/T 11024（所有部分）标称电压 1kV 以上交流电力系统用并联电容器

GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波

DL/T 620 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合

DL/T 840 高压并联电容器使用技术条件

DL/T 5002 地区电网调度自动化设计技术规程

DL/T 5003 电力系统调度自动化设计技术规程

DL/T 5222 导体和电器选择设计技术规定

DL/T 5352 高压配电装置设计技术规程

SD 325 电力系统电压和无功电力技术导则

3 术语和定义

GB/T 2900.16 确立的以及下列术语和定义适用于本标准。

3.0.1

单台电容器 capacitor unit

由一个或多个电容器元件组装于单个外壳中并有引出端子的组装体。

3.0.2

集合式电容器 assembling capacitor

将单台电容器集装于一个容器或油箱中的电容器。

3.0.3

电容器组 capacitor bank

电气上连接在一起的一组电容器。

3.0.4

并联电容器装置 installation of shunt capacitors

由并联电容器和相应的一次及二次配套设备组成，并联连接于三相交流电力系统中，能完成独立投运的一套设备。

3.0.5

电抗器 reactor

由于其电感而在电力系统中使用的电器。

3.0.6

并联电抗器 shunt reactor

并联连接在系统中，用以补偿电容电流的电抗器。

3.0.7

空心电抗器 reactor with air core

一种无铁心的电抗器。

3.0.8

铁心电抗器 reactor with iron core

由绕组和自成闭环的铁心（含小气隙）构成的电抗器。

3.0.9

半心电抗器 reactor with half iron core

含有铁心，但沿铁心不构成闭合磁路的电抗器。

3.0.10

油浸式电抗器 oil-immersed type reactor

浸渍于绝缘油中的电抗器。

3.0.11

干式电抗器 dry-type reactor

不浸于绝缘油中的电抗器。

3.0.12

串联电抗器 series reactor

串接于并联电容器组回路中的电抗器。

3.0.13

电抗率 reactance ratio

串联电抗器的感抗与并联电容器组的容抗之比，以百分数表示。

3.0.14

并联电抗器装置 installation of shunt reactors

由并联电抗器和相应的一次及二次配套设备组成，并联连接于三相交流电力系统中，能完成独立投运的一套设备。

3.0.15

晶闸管控制电抗器 (TCR) thyristor-controlled reactor

一种与晶闸管串联连接并可连续调节无功功率的并联电抗器。

3.0.16

磁控电抗器 (MCR) magnetically-controlled reactor

一种通过改变电抗器铁心的磁通密度来实现自身电抗值调节

的电抗器。

3.0.17

静止无功补偿器 (SVC) static var compensator

无运动元件，能够跟踪系统要求，可连续调节容性或感性无功功率的成套补偿装置。

3.0.18

静止无功发生器 (STATCOM) static compensator

无运动元件，能够跟踪系统要求，连续发出所需容性或感性无功功率，其输出可独立于交流系统电压的装置，亦称为静止同步发电机。

3.0.19

响应时间 response time

在任何超调之前，从控制信号的阶跃变化输入到静止无功补偿器 (SVC) 达到要求输出的 90% 的持续时间。

3.0.20

静止无功补偿装置 installation of static compensators

静止无功补偿器和静止无功发生器装置的总称。

3.0.21

无功补偿装置 reactive compensation equipment

用于补偿容性或感性无功的装置总称。

4 总 则

无功补偿装置的设计必须执行国家的技术经济政策, 并应根据安装地点的电网条件、谐波水平、负荷特性、环境情况、运行检修要求和实际经验等, 合理地选择装置型式, 确定补偿容量、电压等级、补偿方式、接线方式、布置型式及控制、保护方式。设计中应做到安全可靠, 技术经济合理, 运行检修方便。

5 系 统 要 求

5.0.1 各级电压无功补偿应根据分层分区、就地平衡的原则确定。

5.0.2 变电站内装设的感性和容性无功补偿设备的容量和型式, 应根据电力系统近、远期调相调压、电力系统稳定、电能质量标准的需要选择, 同时考虑敏感和波动负荷对电能质量的影响。

5.0.3 无功补偿装置应优先考虑采用投资省、损耗小、可分组投切的并联电容器和并联电抗器。为满足系统稳定和电能质量要求而需装设静止无功补偿器或静止无功发生器时, 应通过技术经济及环境因素等综合比较确定。

5.0.4 变电站内用于补偿输电线路充电功率的并联电抗器一般装在主变压器低压侧, 需要时也可装在高压侧。

5.0.5 并联电容器装置一般装设在变压器的低压侧, 当条件允许时, 应装设在变压器的主要负荷侧。

5.0.6 变电站内装设的并联电容器组和并联电抗器组的补偿容量, 不宜超过主变压器容量的 30%。

无功补偿装置应按最终规模设计, 并宜根据无功负荷增长和电网结构变化分期装设。

5.0.7 综合考虑简化接线、节省投资、提高设备补偿效益, 对并联电容器组和并联电抗器组进行合理分组, 确定无功补偿设备的分组数。

5.0.7.1 电容器分组装置在不同组合方式下投切时, 不得引起高次谐波谐振和有危害的谐波放大。

5.0.7.2 投切一组电容器或电抗器所引起接入母线电压的变动值, 不宜超过其额定电压的 2.5%。

5.0.8 根据电容器组合闸涌流、系统谐波情况以及对系统和电容

器组的影响等方面的验算确定分组投切的并联电容器组的电抗率。当变电站无谐波实测值时,可按 GB/T 14549 中规定的各级电压母线的谐波电压畸变率及谐波电流允许值计算。

5.0.9 静止无功补偿器中电容器组的设计应避免与其他静止无功补偿支路及系统电源侧产生谐振。

6 接 线

6.1 一 般 规 定

6.1.1 无功补偿装置的额定电压应与其接入系统的各种运行方式下的运行电压相配合,符合安全经济原则。

6.1.2 无功补偿装置的接线方式应根据补偿性质、设备特点和分组数等条件确定,并应满足安全可靠、节约投资、运行维护方便和有利于分期扩建、改建等要求。

6.1.3 无功补偿装置宜采用直接接入母线的接线方式。当该母线上有供电线路,经技术经济比较合理时,可设置无功补偿装置专用母线的接线方式。

6.1.4 无功补偿装置的接线方式应满足下列要求:

1 任一组无功补偿装置故障不应导致主变压器切除。

2 无功补偿装置应装设总断路器或分组断路器,装设总断路器时各组无功补偿装置可装设负荷开关、断路器或其他开关电器。

6.1.5 多台主变压器的无功补偿装置之间不宜装设相互切换的设施。

6.1.6 静止无功补偿器或静止无功发生器应连接在主变压器低压侧或单独采用降压(连接)变压器接在主要负荷侧或低压侧。

6.2 并联电容器及其配套设备的接线方式

6.2.1 并联电容器组可采用单星形接线或双星形接线。在中性点非直接接地的电网中,星形接线电容器组的中性点不应接地。

6.2.2 并联电容器装置应在每组回路中设置串联电抗器。串联电抗器装设在电容器的电源侧或中性点侧,应根据并联电容器装置的接线方式、电抗器的耐受动、热稳定电流及母线短路容量等经

技术经济比较确定。常见接线方式见附录 A 图 A.1。

6.2.3 并联电容器装置应设置满足电容器投切要求的专用断路器或负荷开关等, 分组断路器和负荷开关等不能满足开断短路的要求时, 应增设开断短路用的总断路器。

6.2.4 当电容器的外壳直接接地时, 保护单台电容器的专用外部熔断器应接于电源侧。

6.2.5 当电容器组需自动投切或单台电容器无内放电电阻时, 必须加装专用放电器件, 放电器件的首尾端子应与电容器组对应端子直接连接。

6.2.6 并联电容器装置的避雷器可采用相对地或中性点接线方式, 中性点避雷器应校核放电量。

6.2.7 并联电容器装置宜在其电源侧和中性点侧设置检修接地开关, 当中性点侧装设接地开关有困难时, 也可采用接地端子等其他检修接地措施。

6.3 并联电抗器及其配套设备的接线方式

6.3.1 并联电抗器回路应装设断路器。

6.3.2 用于保护电抗器的过电压保护装置应装设在断路器的并联电抗器侧。

6.3.3 并联电抗器宜采用星形接线方式。

6.4 静止无功补偿装置的接线方式

6.4.1 静止无功补偿装置通过单独的升压变压器或变压器的低压绕组经断路器与系统相连。接线方式见附录 A 图 A.2~图 A.4。

6.4.2 当有静止无功补偿器或静止无功发生器时, 断路器的装设原则应符合下列条件:

1 SVC 主回路装设总断路器, 分支回路宜装设负荷开关, TCR 回路可不装设负荷开关; 当不装设总断路器时, 各分支回路均应装设断路器。

2 TCR 回路和谐波滤波器回路应固定连接在一起。

3 静止无功发生器主回路应装设断路器, 断路器具有开断最大容性短路故障的能力。

6.4.3 各次谐波滤波器中的电容器组及电抗器装置接线可参照本章有关条款要求。

7 电器和导体选择

7.1 一般规定

7.1.1 无功补偿装置中的导体和电器选择均应符合 DL/T 5222 的有关规定。

7.1.2 无功补偿装置的电器和导体,应根据其技术条件及安装地点的环境条件选择和校验。

7.1.3 无功补偿装置的电器和导体应满足在当地环境条件下正常运行、短路故障及操作过程的要求。

7.1.4 无功补偿装置总回路和分回路的电器和导体选择时,回路工作电流应按稳态过电流最大值确定,电容器过电流倍数为回路额定电流的 1.30 倍。

7.1.5 无功补偿装置的绝缘水平,应与变电站中同级电压的其他电气设备相一致。

7.1.6 无功补偿装置宜采用分组结构,在保证可靠性的情况下尽可能减少尺寸,节约占地。

7.2 并联电容器

7.2.1 电容器的选型应符合下列规定:

1 组成并联电容器组的并联电容器,可选用单台电容器、集合式电容器。单组容量较大时,宜选用单台容量较大的电容器。

2 设置在特殊环境中的电容器,均应满足环境条件的特殊要求。

7.2.2 电容器额定电压的选择,应符合下列要求:

1 电容器组的额定电压宜与安装处的母线实际运行电压计

入因串联电抗器引起的稳态电压升高相适应。

2 电容器在运行中应能承受 1.10 倍额定电压的长期工频过电压。

3 静止无功补偿器中电容器的额定电压应满足系统设计的要求。

7.2.3 电容器的稳态过电流允许值应为其额定电流的 1.30 倍。对于具有最大电容正偏差的电容器,其过电流允许值应为电容器额定电流的 1.37 倍。

7.2.4 单台电容器额定容量选择,应根据电容器装置设计容量和每相电容器串联段数和并联合数确定,并宜在电容器产品额定容量系列的优先值中选取。

7.2.5 电容器的绝缘水平,应满足电容器组接线方式确定的串并联组合、安装方式要求等,根据电容器产品标准选取。

7.2.6 单台电容器的技术条件应满足 GB/T 11024 和 DL/T 840 的要求。

7.3 并联电抗器

7.3.1 并联电抗器选型时,可采用干式空心、半心并联电抗器或油浸铁心并联电抗器,户内布置时也可采用干式铁心并联电抗器,但应进行技术、经济与环境的综合比较。

7.3.2 并联电抗器三相间感抗偏差值不应大于 $\pm 2\%$,每相偏差不应大于额定值的 $\pm 5\%$ 。

7.3.3 并联电抗器总损耗值不宜大于额定容量的 0.5%。

7.3.4 并联电抗器在外施电压为 1.10 倍最高工作电压时,其伏安特性仍为线性。

7.3.5 并联电抗器的绝缘水平应符合 DL/T 620 中的规定,其中性点为全绝缘。

7.3.6 并联电抗器的噪声水平,油浸铁心式不应超过 75dB(A);干式空心不应超过 60dB(A);干式半心不应超过 65dB(A);干

式铁心不应超过 62dB (A)。

7.3.7 当感性无功需要调节时可选择磁控电抗器，但应经技术经济比较确定。

7.4 串联电抗器

7.4.1 串联电抗器一般采用干式电抗器，安装在户内的串联电抗器宜采用干式铁心电抗器。

7.4.2 用于限制合闸涌流的串联电抗器的电抗率一般按不大于 1% 选择；用于限制 5 次及以上谐波，串联电抗率可取 4.5%~6%；限制 3 次及以上谐波，串联电抗率可取 12%。

7.4.3 串联电抗器的电抗值允许偏差应符合下列要求：

- 1 在额定电流下电抗值的允许偏差为额定值的 0~+5.0%。
- 2 空心干式电抗器在所允许的过电流下的电抗值应等于其额定电流下的电抗值。
- 3 铁心电抗器在 1.30 倍额定电流下的电抗值应不低于额定值，在 1.80 倍额定电流下其电抗值下降应不超过 5%。
- 4 电抗器每相电抗值的偏差应不超过三相平均值的±2%。

7.4.4 串联电抗器的过负荷能力应符合下列要求：

- 1 应能在 1.10 倍额定电压下连续运行。
- 2 应能在 1.30 倍额定电流下连续运行。

7.4.5 串联电抗器的最大短时允许电流应符合下列要求：

- 1 电抗率在 4.5% 及以上的串联电抗器，应能承受 25 倍额定电流、持续 2s 而不产生任何热的和机械的损伤。
- 2 电抗率小于 4.5% 的串联电抗器，应与制造厂协商确定最大短时允许电流值，但不得低于 7.4.5 第 1 款的要求。

7.4.6 串联电抗器的绝缘水平应符合下列要求：

- 1 地面安装的串联电抗器绝缘水平应符合表 7.4.6-1 的要求。

表 7.4.6-1 地面安装的串联电抗器绝缘水平

额定电压 kV	额定短时工频耐受电压 (干、湿, min, 有效值) kV	额定雷电冲击耐受电压 (1.2/50μs, 峰值) kV
10	30	95
20	50	125
35	80	200
66	140	325

2 安装于绝缘台架上的铁心串联电抗器绝缘水平应符合表 7.4.6-2 的要求。

表 7.4.6-2 绝缘台架上安装的铁心串联电抗器绝缘水平

额定电压 kV	额定短时工频耐受电压 (干、湿, min, 有效值) kV	额定雷电冲击耐受电压 (1.2/50μs, 峰值) kV
35	50	125
66	80	200

7.4.7 串联电抗器的噪声水平不应超过 65 dB (A)。

7.5 开关电器

7.5.1 并联电容器装置的断路器应选择真空断路器或 SF₆ 断路器，断路器技术性能应满足 GB 1984 的要求，当不要求开断短路电流时可选择其他开关电器，但均应满足下列要求：

- 1 应具备频繁操作的性能。
- 2 合分时触头弹跳均应不大于限定值，开断时不应出现重击穿，当不能满足此要求时，应有操作过电压的防护措施。
- 3 应能承受关合涌流和工频短路电流，以及电容器高频涌流的联合作用。

DL/T 5242—2010

7.5.2 用于并联电容器装置的开关电器的长期容性允许电流,应不小于电容器组额定电流的 1.30 倍。

7.5.3 用于无功补偿装置的总断路器应具有投切其所连接的全部无功补偿装置最大输出电流和短路电流的能力。

7.5.4 用于无功补偿装置的断路器,除应考虑开断系统短路电流外,还需考虑并联电容器组的放电电流的影响。在选择其动稳定电流时应叠加电容器的放电冲击电流值。在选择其遮断容量时,应叠加电容器相应的放电衰减电流值。

7.5.5 为防止过高的操作过电压,电容器回路应采用不重击穿的断路器或负荷开关。

7.5.6 当并联电抗器回路采用的断路器会产生较高截流过电压时,应加装过电压保护装置加以保护。

7.5.7 其他投切设备应满足相关的要求。

7.6 熔断器

7.6.1 单台电容器保护用外部熔断器应采用专用的熔断器。

7.6.2 熔断器的额定电压不应低于电容器的额定电压,最高工作电压应为额定电压的 1.10 倍。

7.6.3 熔断器熔体的额定电流,应按不小于电容器额定电流的 1.37 倍,并不大于 1.50 倍进行选择。

7.6.4 熔断器的耐爆能量应不小于 $15\text{kJ}/(\text{kW}\cdot\text{s})$ 。

7.7 电容器放电器件

7.7.1 放电线圈应采用电容器组专用的油浸或干式放电线圈。油浸式放电线圈应为全密封结构,产品内部压力应满足使用环境温度变化的要求。

7.7.2 放电线圈的绝缘水平应根据设备安装方式确定:安装在地面上的放电线圈,额定绝缘水平应不低于同电压等级电气设备的额定绝缘水平;安装在绝缘框(台)架上的放电线圈,其额定绝

缘水平应与安装在同一绝缘框(台)架上的电容器组的额定绝缘水平一致。

7.7.3 放电线圈的放电时间应能满足电容器组脱开电源后,在 5s 内将电容器组的剩余电压降至 50V 及以下。

7.7.4 放电线圈的容量应满足在最大放电容量下放电时的热稳定要求,当选用带有二次线圈的放电线圈时尚应满足二次负荷及电压变比误差的要求。

7.7.5 放电线圈的中性点应为全绝缘,并有套管引出。

7.8 避雷器

7.8.1 并联电容器装置操作过电压保护用避雷器,应选用无间隙金属氧化物避雷器。

7.8.2 选择保护并联电容器装置的金属氧化物避雷器的额定电压应考虑系统单相接地引起的工频电压升高。

7.8.3 设计中应校验避雷器通流容量以确保运行安全。

7.9 静止无功补偿装置

7.9.1 应对静止无功补偿装置的暂态及动态稳定、谐波、暂态过电压下的性能作出评价,以保证静止无功补偿装置中各组件或部件在各种系统扰动下能够正常、可靠地运行。

7.9.2 应对静止无功补偿装置在最严重运行情况下引起的电压畸变和谐波电流值作出评价,包括非特征谐波的影响,应合理选择谐波滤波器的电气参数,以保证在正常运行时的谐波指标满足 GB/T 14549 有关条款的要求。

7.9.3 静止无功补偿装置由强制停电造成的年可用率不应低于 96%,强制停电的次数不应多于 5 次。

7.9.4 静止无功补偿装置的室外噪声不应大于 65dB(A)。

7.9.5 滤波电容器组额定电压的选取应考虑下列因素:

- 1 串联电抗器引起的滤波电容器工频电压升高。

2 谐波滤波器接入点的系统最高运行电压。

3 谐波引起的滤波电容器电压升高。

7.9.6 谐波滤波器装置中的滤波电容器稳态过电流允许值应满足第 7.2.3 条的要求,或由用户和制造厂协商确定;其他电器的稳态过电流允许值不应小于滤波电容器的稳态过电流允许值。

7.9.7 为降低静止无功补偿装置的运行费用,在选型时,应考虑其损耗特性,并对静止补偿装置的损耗进行经济性分析。

7.9.8 静止无功补偿装置正常运行时工作人员需要进入的地方,磁场强度应低于 2mT。

7.10 阀 体

7.10.1 阀体和所有相关设备的设计应耐受系统稳态及暂态运行相关的电压和电流应力,其中过电流应满足静止无功补偿装置最大的故障电流。

7.10.2 阀体冷却系统必须保证半导体元件的正常运行,冷却方式可采用水冷或其他介质的冷却,冷却系统中用的风扇和水泵应设有 100% 的备用。

7.10.3 阀单元的冗余最少为 10%,但每相阀单元的冗余不少于 1 个。阀体的性能和保护要求应满足所有冗余阀单元短路的情况。

7.10.4 密闭循环去离子纯水冷却系统的正常运行水阻率应不低于 5MΩ/cm,异常情况下不低于 3MΩ/cm。

7.10.5 失效水冷元件的更换应在不打开冷却水回路的情况下进行。

7.10.6 噪声应符合静止无功补偿装置的总体要求。

7.11 导体与其他

7.11.1 并联电容器装置的分组回路,应按 1.30 倍并联电容器组额定电流选择回路导体截面,并联电容器组的汇流母线和均压线导线截面与分组回路的导体截面相同。

7.11.2 单台电容器至母线或熔断器的连接线应采用软导线,长期允许电流不应小于单台电容器额定电流的 1.50 倍。

7.11.3 双星形电容器组的中性点连接线和桥形接线电容器组的桥连接线,其长期允许电流不应小于电容器组的额定电流。

7.11.4 并联电容器装置的所有连接导体除了应满足长期允许电流的要求,还应满足动稳定和热稳定要求。

7.11.5 用于电容器装置电流不平衡保护的电流互感器,应符合下列要求:

- 1 额定电压应按接入处电网电压选择。
- 2 额定电流不应小于最大稳态不平衡电流。
- 3 应能承受故障状态下的短路电流和高频涌放电流。
- 4 准确等级可按继电保护要求确定。

7.11.6 用于电容器装置的支柱绝缘子,应按电压等级、泄漏距离、机械荷载等技术条件选择和校验。

7.11.7 TCR 回路、滤波器回路及用于谐波补偿目的的 STATCOM 回路的连接线的长期允许电流,应考虑由于谐波电流带来的涡流和集肤效应导致的热效应,不应小于该回路包含长期和短时基波及谐波电流在内的最大允许过电流,并满足机械强度的要求。

8 安装与布置

8.1 一般规定

8.1.1 无功补偿装置及其配电装置的带电距离应满足 DL/T 5352 的要求。

8.1.2 无功补偿装置的布置和安装设计,应利于分期扩建、通风散热、运行巡视、便于维护检修和更换设备。

8.1.3 无功补偿装置的布置形式,应根据安装地点的环境条件、设备性能和当地实践经验,选择户外或户内布置。

8.1.4 户内布置的无功补偿装置宜设置防止凝露引起污闪事故的措施。

8.1.5 户内无功补偿装置宜独立布置。

8.2 并联电容器组

8.2.1 电容器组的布置,可分相设置独立的框(台)架,也可采用柜式成套装置。

8.2.2 大容量并联电容器装置宜采用多层、分相布置方式。分层布置的电容器组框(台)架,不宜超过3层,每层不应超过2排,四周和层间不得设置隔板。当电容器超过3层时,宜采用横放电容器及相应布置结构。

8.2.3 电容器组的安装设计最小尺寸,应符合表 8.2.3 的规定。

表 8.2.3 电容器组的安装设计最小尺寸 mm

名称	电容器(户外、户内)		电容器底部距地面		装置顶部至屋顶净距
	间距	排间距离	户内	户外	
最小尺寸	70	100	200	300	1000

8.2.4 户内、外布置的电容器组,在其四周或一侧应设置维护通道,其宽度(净距)不应小于 1200mm。维护通道与电容器间应设置网状遮栏,其高度按 DL/T 5352 规定不应低于 1700mm。

当电容器采用柜式结构双排布置时,相互之间的维护通道宜按单侧门宽加 800mm 设计,最小尺寸不得小于 1200mm。

电容器框架与墙或框架间应设置检修通道。停电后打开网门方能进行检修和更换设备的通道,其宽度不宜小于 1000mm。电容器在框架上单排安装时,框架与墙之间不设检修通道,可靠墙布置。

注:1 维护通道系指正常运行时巡视、停电后进行维护检修和更换设备的通道。

2 检修通道系指停电后维护检修工作使用的通道。

8.2.5 电容器组的绝缘水平,应与电网绝缘水平相配合。电容器与电网绝缘水平一致时,应将电容器外壳和框(台)架可靠连接并接地;当电容器绝缘水平低于电网的绝缘水平时,应将电容器安装在与电网绝缘水平相一致的绝缘框(台)架上,绝缘框(台)架应与中间电位相连接,电容器的外壳应与框(台)架可靠连接。各并联段框(台)架之间应无电的连接。电容器组的绝缘台架应分相设置。

8.2.6 电容器套管相互之间和电容器套管至母线或熔断器的连接线,应采用软导线连接,并应满足下列要求:

1 严禁直接利用电容器套管连接或支撑硬母线。单套管电容器组的连接壳体导线,应采用软导线由壳体端子上引接。

2 熔断器应安装在通道侧,熔断后应有明显标志。

8.2.7 并联电容器装置,可根据周围环境鸟、鼠、蛇类等小动物活动的情况,设置防侵袭的封堵、围栏和网栏等设施。

8.2.8 凡不与地绝缘的每个电容器的外壳及电容器的框(台)架均应接地;凡与地绝缘的电容器的外壳均应接到固定的电位上。未装设接地开关的电容器装置应设便于挂接地线的端子。

8.2.9 电容器装置的钢构架应采取镀锌、刷漆等防锈措施。

8.3 电 抗 器

8.3.1 干式铁心串、并联电抗器，宜采用户内布置方式。铁心电抗器布置在户内时，应考虑电抗器的防振动措施。干式空心并联电抗器宜布置在户外，空心并联电抗器宜分相中型布置或品字形布置。

8.3.2 干式空心串、并联电抗器对其四周、上部、下部和基础中的金属构件的距离，以及形成闭合回路的金属构件的距离，均应满足防电磁感应的要求。

8.3.3 空心串、并联电抗器的围网、围栏在条件许可的情况下宜选用非金属材料。

8.3.4 当空心电抗器布置在户内时，为防止电抗器对二次微机保护及其他弱电设备的电磁干扰，应避免电抗器与易受干扰的弱电设备上、下布置或水平相邻靠近布置，当无法避免时必须采取防电磁干扰的措施。

8.3.5 干式空心串、并联电抗器的板形引接线宜立放布置，电抗器所有组件的零部件宜采用不锈钢螺栓连接。

8.3.6 干式空心串、并联电抗器的支撑绝缘子接地，应采用放射形或开口环形，并应与主接地网可靠连接。

8.4 静 止 无 功 补 偿 装 置

8.4.1 静止无功补偿装置阀体应采用户内（阀厅）布置，阀厅应采取电磁屏蔽措施。

8.4.2 静止无功补偿装置阀体的冷却系统，除热交换器外，均宜采用户内布置，根据总体布局尽量与阀厅就近布置。

8.4.3 电抗器一般为户外布置。对于大容量单相空心电抗器，布置时应满足 8.3.2 条要求。

8.4.4 直流励磁饱和电抗器一般为户外布置。

8.4.5 光纤的铺设应考虑能够耐受的机械应力，拉力、弯曲半径应满足要求，且信号衰减也应满足要求。

9 二次接线、继电保护和自动投切

9.1 一 般 规 定

9.1.1 变电站中的无功补偿装置（并联电抗器、并联电容器和静止无功补偿装置等设备）的二次接线（包括控制、信号、测量）、继电保护和自动投切等的设计，应与变电站其他部分的相应设计统一考虑，必须满足安全可靠、协调配合和便于使用的要求。变电站中的无功补偿装置宜采用微机型保护和计算机进行监控。

9.2 控 制

9.2.1 并联电容器和并联电抗器，宜由变电站计算机监控系统集中控制；静止无功补偿装置宜采用独立的就地控制保护装置，应具备计算、自动调节、监视、保护、通信、启动、停止、顺序控制、文件记录等功能，同时在主控制室应具有远方投切和调整的功能；静止无功补偿装置的冷却系统（例如晶闸管用的冷却系统电动机）可就地和远程控制。

9.2.2 无功补偿装置的断路器应由变电站计算机监控系统进行控制。

9.2.3 无功补偿装置的隔离开关、接地开关以及网门，应具有“五防”功能，以达到防止误操作的目的。

9.2.4 无功补偿装置的监视、控制、保护用直流电源应使用变电站内的直流电源。

9.3 信 号

9.3.1 并联电容器和并联电抗器应接入变电站计算机监控的信号系统。静止无功补偿装置可根据需要设置专用信号系统，在设

置专用信号系统时,除发出就地信号外,还应将有关信号接入变电站计算机监控系统。

9.3.2 无功补偿装置应分别装设反映故障跳闸的信号、异常运行的报警信号以及设备的运行状态信号。

9.3.3 与各种无功补偿装置有关的模拟量和开关量应接入计算机监控系统的测控装置。

9.3.4 对需要远距离传输至各级调度的信息,可根据 DL/T 5003、DL/T 5002 和所属调度自动化系统功能的要求执行。

9.4 测 量

9.4.1 应对并联电容器和低压并联电抗器的下列电量进行测量,测量装置宜采用交流采样:

- 1 总回路及分组回路中各相电流。
- 2 中性点非有效接地系统的母线上,接有无功补偿装置时,应测量用于绝缘检查的 3 个相电压和相间电压。
- 3 应测量总回路的无功功率和无功电能。当总回路之下同时接有并联电容器和低压并联电抗器时,应分别测量和计量容性和感性电能。

9.4.2 测量装置应满足各无功补偿设备允许通过的最大电流和允许耐受的最高电压的要求。

9.4.3 静止无功补偿器或静止无功发生器就地应测量下列电气量:

- 1 一路参考电压(一般为中压侧)。
- 2 一路主变压器中压侧电压。
- 3 中间变压器高压侧的各相电流。
- 4 静止无功补偿装置各分组电容器回路的各相或一相电流。
- 5 总回路双方向无功功率。
- 6 所接的母线电压。
- 7 冷却系统主要部件的运行状态,并具备信号上传和远程控

制功能。

9.4.4 静止无功补偿器或静止无功发生器在监控系统中应测量下列电气量:

- 1 一路参考电压(一般为中压侧)。
- 2 中间变压器高压侧的各相电流。
- 3 分组电容器回路的各相或一相电流。
- 4 对总回路的测量,可参照本标准 9.4.1 执行。

9.5 并联电容器保护

9.5.1 单台电容器内部故障保护可由内熔丝或外熔断器和继电器保护装置实现。单台电容器当设置专用的外熔断器作为内部故障及引出线的短路保护时,熔断器应有动作指示。

9.5.2 并联电容器组的继电保护装置,应对下列故障和异常运行方式,分别作出有选择性的切除或发出信号:

- 1 电容器内部故障及其引出线短路。
- 2 电容器组和断路器之间连接线短路。
- 3 电容器组中某一故障电容器切除后所引起的剩余电容器的过电压。
- 4 电容器组的单相接地故障。
- 5 电容器组过电压。
- 6 电容器组所连接的母线失压。
- 7 中性点不接地的电容器组,各相对中性点的单相短路。
- 8 当发生谐波谐振放大引起的电压或电流超过限值时。

9.5.3 并联电容器组可装设电流保护,保护设速断和过流两段,保护动作于跳闸。

9.5.4 并联电容器组内部故障,按并联电容器组的不同接线方式,分别采用下列类型保护装置:

- 1 单星形接线的电容器组可采用开口三角零序电压保护(接线图见附录 A 图 A.5)。

2 多段串并联星形电容器组可采用桥式差电流保护或采用电压差动保护(接线图见附录 A 图 A.6)。

3 双星形接线的电容器组可采用中性点不平衡电流保护(接线图见附录 A 图 A.7)。

9.5.5 并联电容器组应设置母线过电压保护,保护动作值按电容器额定电压的 1.10 倍整定,动作后带时限切除电容器组。

9.5.6 并联电容器组应设置母线失压保护。当母线电压降到额定值的 60% 时,失压保护动作后带时限切除全部失压的电容器组。

9.5.7 中性点非有效接地系统中的电容器发生一点接地故障时应发出信号。对于采用低电阻接地方式的系统,发生一点接地故障时应装设零序电流保护,零序电流保护动作带时限切除故障电容器组。

9.5.8 对于多组并联电容器组的无功补偿装置应装设总保护和电容器组分保护,总保护应装设短路保护,电容器组分保护应装设故障保护。多电容器组的无功补偿装置保护示意图见附录 A 图 A.8 和图 A.9。总保护和电容器组分保护应满足如下要求:

1 总保护对整套无功补偿装置的一次设备以及引线电缆、套管的过流和短路进行保护,保护分为速断和过流保护。

2 电容器组分保护,对电容器组的内部故障进行保护,保护类型依据 9.5.4 进行选择。同时设过流保护。

9.5.9 对油浸集合式并联电容器应装设压力释放和油温保护,压力释放动作于跳闸或信号,油温保护动作于信号。

9.6 并联电抗器保护

9.6.1 对低压并联电抗器的下列故障及异常运行状态,应装设相应的保护:

- 1 绕组的单相接地和匝间短路。
- 2 绕组及其引出线的相间短路和单相接地短路。
- 3 过负荷。

4 油面过低(油浸式)。

5 油温过高(油浸式)。

9.6.2 油浸式并联电抗器应装设瓦斯保护,重瓦斯动作于跳闸,轻瓦斯动作于信号。

9.6.3 并联电抗器应装设电流速断保护,保护动作电流值可按最小运行方式下,并联电抗器端部两相短路时有足够灵敏系数整定,动作后瞬时切除并联电抗器。

9.6.4 并联电抗器应装设过流保护。保护动作值按躲过最大可能的负荷电流整定。动作后带时限切除并联电抗器。

9.6.5 为防止电源电压升高引起并联电抗器过负荷,可装设过负荷保护,保护动作后带时限发出信号。在过电压运行情况下不应切除并联电抗器。

9.7 静止无功补偿装置保护

9.7.1 静止无功补偿器用的并联电容器、滤波器和可控电抗器的继电保护,按 9.5 及 9.6 对并联电容器和并联电抗器规定的保护配置原则执行。

9.7.2 当静止无功补偿装置经中间变压器与变电站的主变压器连接时,中间变压器的保护配置宜与同容量的电力变压器相同。

9.7.3 静止无功补偿装置中的阀元件应装设完善的过电压、过电流保护和触发回路的抗干扰措施,防止由于暂态或稳态的过电压或过电流引起阀元件损坏,保护装置动作于切除故障或发出信号。

9.7.4 静止无功补偿装置应装设反映阀元件冷却系统故障的保护装置。当冷却系统故障,不能保障阀元件有效冷却时,应瞬时退出整套装置。

9.7.5 静止无功补偿装置的阀触发用的电源必须备有电压监视装置。当该回路失去电压时,应立即切除受控的阀体或切除全部静止无功补偿装置。

9.8 自动投切

9.8.1 并联电容器和并联电抗器，可按电力系统要求进行分组投切。无功补偿装置的自动投切，应满足 SD 325 的要求。

9.8.2 自动投切应有防止保护跳闸时误投无功补偿装置的闭锁逻辑回路，并应具备解除闭锁功能。

9.8.3 无功补偿装置回路严禁设置自动重合闸。

9.8.4 分组并联电容器和并联电抗器自动投切时应采用循环投切方式并应防止发生投切振荡。

10 防火、通风与采暖

10.1 防火

10.1.1 无功补偿装置的防火要求应按 GB 50229 中的相关内容执行。

10.1.2 户内布置的油浸电容器（电抗器）室属丙类生产建筑物，其耐火等级不应低于二级。其楼板、隔墙、门窗和孔洞均应满足相应的二级耐火等级的防火要求。

电容器（电抗器）装置的支架应采用不燃或难燃烧性材料制作。

10.1.3 独立布置的电容器（电抗器）室以及户外布置的油浸电容器（电抗器）与其他建筑物或主要电气设备之间的防火距离，不应小于 10m。

当不能满足上述规定时，应设防火墙；当相邻建筑物的外墙为不开门窗及洞口的防火墙时，防火距离可不受限制；当相邻建筑物的外墙为设有甲级防火门的防火墙时，防火距离不应小于 5m。当与其他建筑物联合布置时，其间应设防火墙，防火墙的长高尺寸应比设备外廓尺寸每边大 1m，并在防火墙的两侧 2m 范围内，不得开门窗及洞口。

10.1.4 电容器（电抗器）室的门应向疏散方向开启；当门外为公共走道或其他房间时，该门应采用乙级防火门。

电容器（电抗器）室不宜设置采光玻璃窗。

10.1.5 电容器（电抗器）装置必须就近设置能灭油火的消防设施，并应设有消防通道。

10.1.6 连接电容器（电抗器）室的电缆沟道，应采取防止液体溢流或火势蔓延的保护设施，应在电缆敷设完毕后采用防火材料

封堵沟管孔洞。

10.1.7 油浸集合式并联电容器,应设置贮油池或挡油坎。户外布置的无功补偿装置的单台充油设备油量超过 1000kg 时,宜设置大于其外廓尺寸各 1000mm 的贮油池,池内应铺设厚度不小于 100mm 的卵石层或碎石层,如没有总贮油池,其贮油池应能容纳 100% 油量。

10.1.8 油浸铁心电抗器下应设置事故油池。

10.2 通 风

10.2.1 电容器室、电抗器室的通风量应按消除室内余热考虑。余热量包括设备散热量及通过围护结构传入的太阳辐射热。

10.2.2 电容器室的夏季排风温度不宜大于 40℃。电抗器室的夏季排风温度不宜大于 45℃。

10.2.3 电容器装置室和静止无功补偿装置室的冷却水泵房应优先采用自然通风。当采用自然通风不能满足要求时,可采用自然进风、机械排风或机械进风、机械排风。

10.2.4 静止无功补偿装置的配电装置室应设置不少于 10 次/h 换气次数的事故排风装置。事故排风装置可兼作平时通风换气用。

事故排风装置的开关应装在门口便于操作的位置,室内宜安装电源插座,作为检修临时电源。

10.2.5 静止无功补偿装置的控制室和阀室应维持室内温度小于 35℃,如通风换气不能满足要求时,应设置以降温为主的空调系统,空调机宜选用风冷形式。

10.2.6 静止无功补偿装置的控制室和阀室的夏季计算热负荷包括以下几项:

- 1 围护结构传热量和太阳辐射热量。
- 2 电子仪表及电气设备散热量。
- 3 照明散热量。

在上述计算中,室内空气计算温度不应大于 30℃。

10.2.7 电容器装置室和静止无功补偿装置室各个房间的进、排风口,应采取防止鸟类、鼠、蛇类等小动物进入和防雨雪飘进的措施。在风沙较大的地方,应设置防尘措施,进风口宜设置过滤装置,在严寒地区,进、排风口宜有防寒措施。

10.3 采 暖

10.3.1 位于集中采暖区的静止无功补偿装置的控制室、阀室和冷却水泵房应设置采暖系统,室内采暖计算温度可取 5℃。

10.3.2 静止无功补偿装置的控制室、阀室和冷却水泵房如采暖,宜设置电热采暖。设置电热采暖时,不得使用直接裸露在空气中的电阻丝的电加热器具,并应具有可靠的接地措施。

10.3.3 如果电气设备对于环境参数有特殊要求,则应根据电气设备的要求设计采暖和空调系统。

附录 A
(规范性附录)
无功补偿装置接线图

A.1 无功补偿装置接线方式见图 A.1~图 A.4。

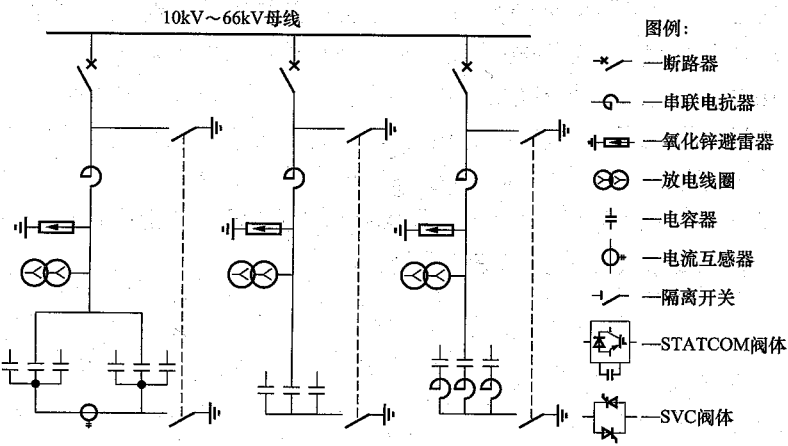


图 A.1 电容器装置接线方式图

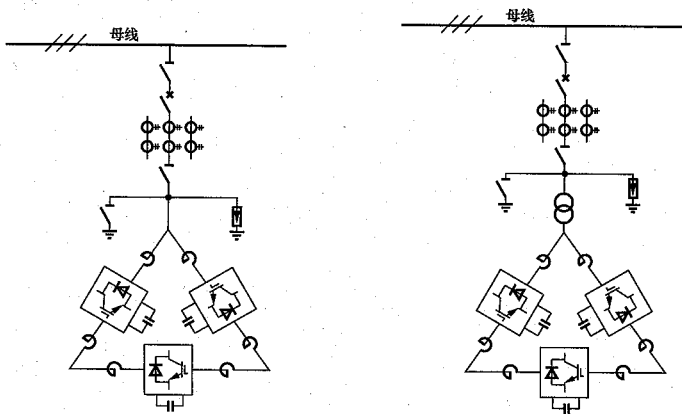
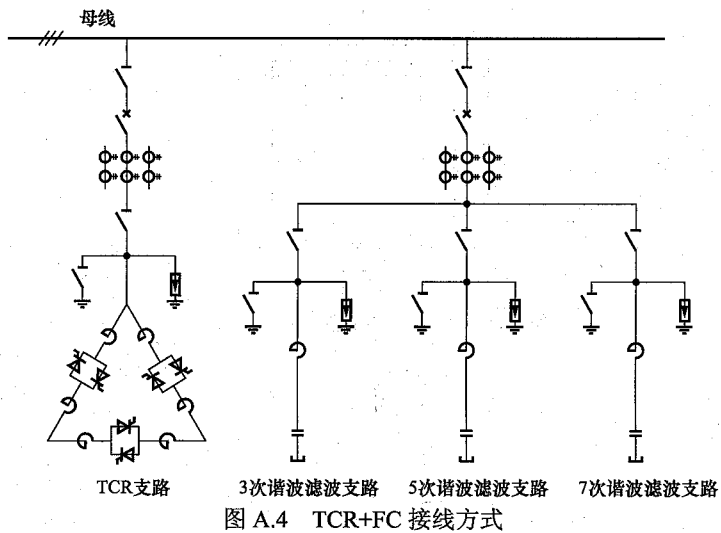


图 A.2 链式 STATCOM 接线方式 图 A.3 变压器多重化的 STATCOM 接线方式



A.2 电容器装置保护接线图见图 A.5~图 A.9。

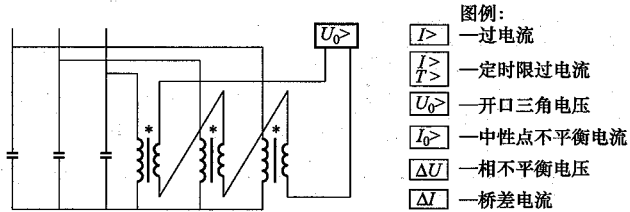


图 A.5 开口三角电压保护接线

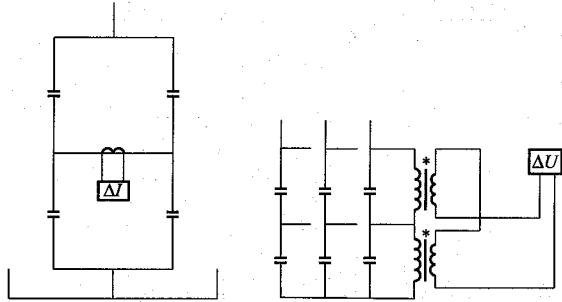


图 A.6 桥式差电流保护接线、相电压差动保护接线

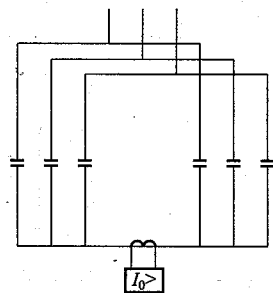


图 A.7 中性点不平衡电流保护接线

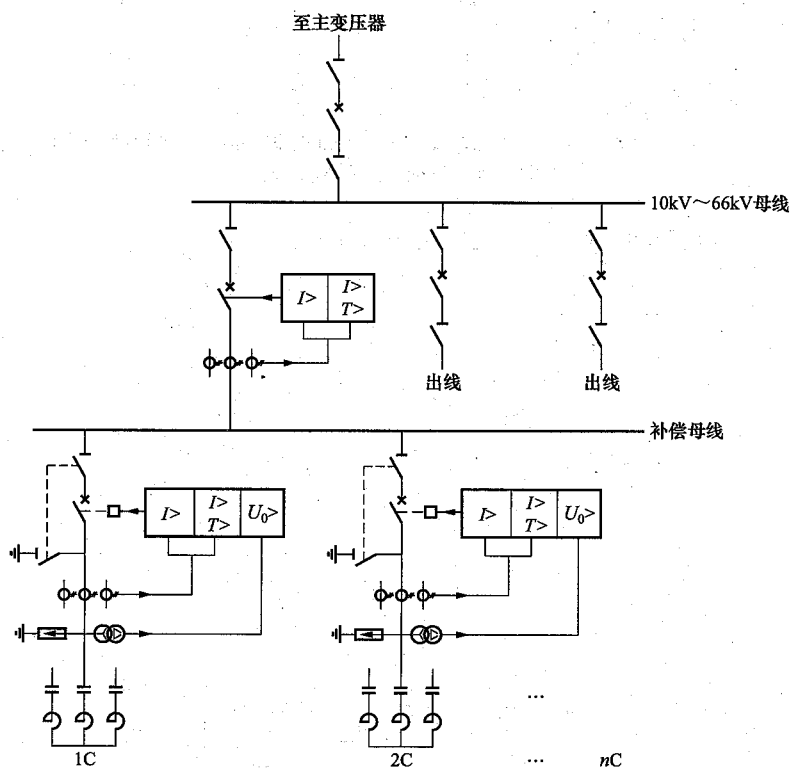


图 A.8 多路电容器组采用专用补偿母线的分级保护设置

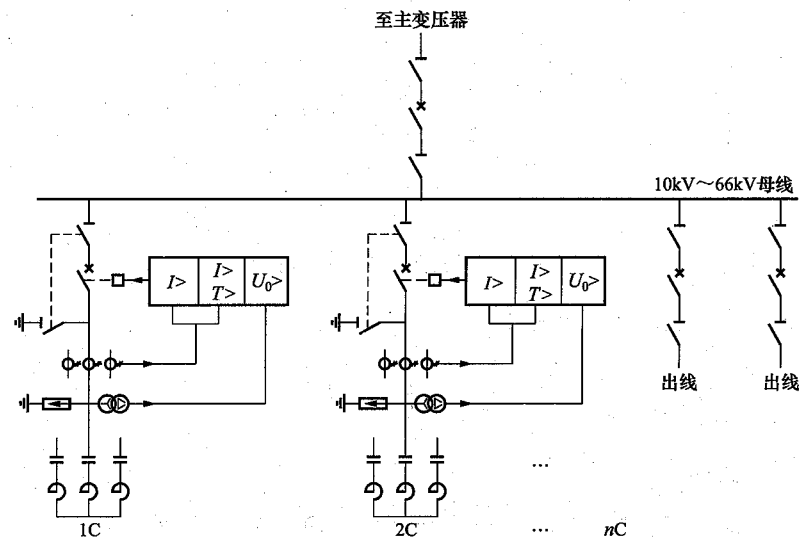


图 A.9 多路电容器组接入同级电压母线的同级保护设置

附 录 B
(规范性附录)
计 算 公 式

B.1 电容器谐振容量计算

发生谐振的电容器容量,可按式(B.1)计算:

$$Q_{cx} = S_d \left(\frac{1}{n^2} - K \right) \quad (\text{B.1})$$

式中:

Q_{cx} ——发生 n 次谐波谐振的电容器容量, Mvar;

S_d ——并联电容器装置安装处的母线短路容量, MVA;

n ——谐波次数,即谐波频率与电网基波频率之比;

K ——串联电抗器的感抗与并联电容器组的容抗之比,即电抗率。

B.2 电容器组投入电网时的涌流计算

B.2.1 同一电抗率电容器组单组投入或追加投入时,涌流应按式(B.2)计算:

$$I_{ym}^* = \frac{1}{\sqrt{K}} \left(1 - \beta \frac{Q_0}{Q} \right) + 1 \quad (\text{B.2})$$

其中

$$\beta = 1 - \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{Q}{KS_d}}}$$

$$Q = Q' + Q_0$$

式中:

I_{ym}^* ——涌流峰值的标么值(以投入的电容器组额定电流峰值为基准值);

Q ——同一母线上装设的电容器组总容量, Mvar;

Q_0 ——正在投入的电容器组容量, Mvar;

Q' ——所有正在运行的电容器组容量, Mvar;

β ——电源影响系数。

B.2.2 当有两种电抗率的多组电容器追加投入时,涌流计算应符合下列规定:

a) 设正在投入的电容器组电抗率为 K_1 , 当满足 $\frac{Q}{K_1 S_d} < \frac{2}{3}$

时,按式(B.3)计算涌流:

$$I_{ym}^* = \frac{1}{\sqrt{K_1}} + 1 \quad (\text{B.3})$$

式中:

Q ——同一母线上装设的电容器组总容量, Mvar。

b) 仍设正在投入的电容器组电抗率为 K_1 , K_2 为两种电抗率中的另一种电抗率,当满足 $\frac{Q}{K_1 S_d} \geq \frac{2}{3}$ 时,且 $\frac{Q}{K_2 S_d} < \frac{2}{3}$

时,符合上述条件时涌流仍应按式(B.2)计算,其中,
 $K=K_1$ 。

B.3 串并联电容器的最大并联台数

串并联电容器的最大并联台数按式(B.4)计算:

$$M_{zd} \leq \frac{259 E_{zx}}{Q_{ed}} + 1 \quad (\text{B.4})$$

式中:

M_{zd} ——每相串联段的电容器的最大并联台数(对于双星形

接线采用中性线不平衡电压保护时, 为每臂各串联段的电容器的最大并联台数);

E_{zx} —— 厂家保证的电容器外壳能承受的爆裂能量, kJ;

Q_{ed} —— 单台电容器的额定容量, kvar。

35kV~220kV 变电站 无功补偿装置设计技术规定

条 文 说 明

目 次

1 范围	41
2 规范性引用文件	42
3 术语和定义	43
4 总则	44
5 系统要求	45
6 接线	51
7 电器和导体选择	61
8 安装与布置	81
9 二次接线、继电保护和自动投切	91
10 防火、通风与采暖	98

1 范 围

本规定的适用范围为安装于 35kV~220kV 变电站内的无功补偿装置,包括 10kV、35kV 和 66kV 电压等级带投切的并联电容器装置、并联电抗器装置和静止无功补偿器装置、静止无功发生器装置。本规定不包含安装于线路侧的并联电抗器以及调相机。

2 规范性引用文件

本章给出了本标准涉及的规程规范。

3 术语和定义

为执行本规定条文时正确理解特定的名词术语含义，特列入了一些与本规范相关的名词术语，便于执行条文规定时查找使用。

条文和附录中计算公式采用的符号，是按本专业的特点和通用性来制订的。

附录中图例的图形符号，是根据本专业的特点制订的。

4 总 则

本条阐述本规定的指导思想及主要设计原则。

1 首先强调装置的设计必须执行国家的技术经济政策。

2 在总的设计思想中突出了安全可靠。由于无功补偿装置节能的经济效益很显著,但无功补偿装置对电能质量和电力系统的安全运行影响很大,在设计中,应将安全可靠摆在首位,经济性放在次要地位。

3 无功补偿装置设计时要考虑各工程的具体情况和当地实践经验,不能一概而论。本规范的一些条文规定具有一定的灵活性,要正确理解,结合本地区的情况合理运用条文规定。

5 系 统 要 求

5.0.1 本条是 35kV~220kV 电力系统无功补偿的总原则。无功的分层分区、就地平衡,有利于减少输电路径上无功的流动,网损也相应减少,这是无功补偿的基本原则。

5.0.2 不同的无功补偿型式和容量对稳定电压所起的作用不同,而不同类型的用户对系统电压的影响和要求均有所不同,因此需要根据对电能质量的影响和要求确定无功补偿类型和容量。

5.0.3 虽然静止无功补偿器和静止无功发生器能够快速调节无功出力,适合于抑制快速变化的负荷所产生的电压波动和闪变,改善系统电压质量和提高电力系统在小干扰和大干扰下的稳定性,但由于装置造价高、损耗大、占地多等原因,当需要采用静止无功补偿器或静止无功发生器时应作技术经济论证。条文中明确应首先考虑采用可分组投切的并联电容器和并联电抗器。

静止无功补偿器和静止无功发生器的选型应通过技术经济比较和控制补偿目标来确定,对于常规无功缺额,宜采用分组投切并联电容器和电抗器,在输电系统,对于系统电压稳定和抑制系统振荡的要求,宜采用响应速度快的 SVC 或 STATCOM 装置。考虑到经济因素,推荐采用混合式安装,以系统电压波动范围确定 SVC 或 STATCOM 中动态补偿容量。在配电和用电系统,侧重电能质量要求,宜采用动态 SVC 或 STATCOM 装置,其中 SVC 的响应时间在 2~3 个周波,由于产生谐波较大,需要配置滤波器,占地面积较大,成本较低;而 STATCOM 的响应时间在 1~2 个周波,不产生谐波,占地面积较小,成本较高,可以根据具体补偿要求确定。

CIGRE 工作组 14.19 的报告 Static Synchronous Compensator 指出,静止无功补偿器和静止无功发生器的差别见表 1。

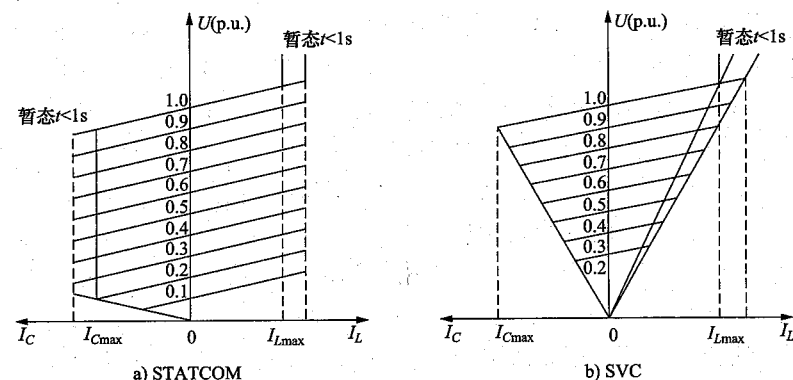
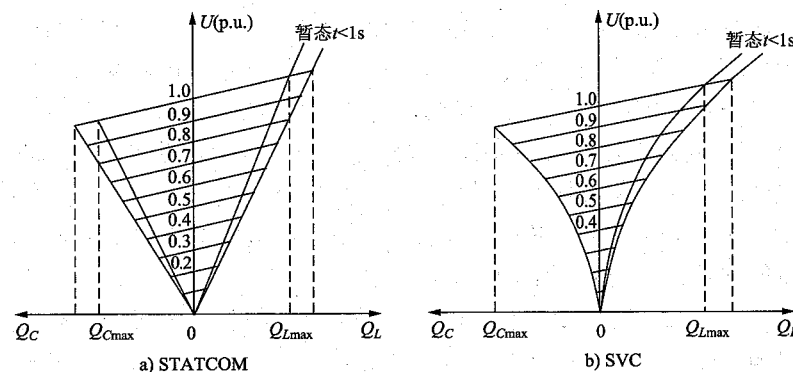
表1 静止无功补偿器和静止无功发生器的比较

类 型	SVC	STATCOM
基本原理	控制或投切并联阻抗	通过电抗连接的控制电压或电流源
稳态特性	见图1和图2	见图1和图2
高/低电压下的运行	恒阻抗/电纳	恒电流
占地面积	大(电抗器, 电容器)	小于 SVC
损耗	1.0%~1.5%	1.0%~1.5%
对暂态的影响	无	输出最大电流
电压控制及其响应	响应取决于系统强度, 要求变增益控制	响应取决于系统强度, 比 SVC 更快、更稳定
对传输功率、稳定及阻尼的改善	取决于容量和位置	取决于容量和位置, 但性能大大优于 SVC
初始通电	从高压系统直接通电	储存能量迅速充电到运行电压
闪变补偿	能有效抑制闪变	优于 SVC
谐波产生	产生低阶谐波	产生高次谐波, 取决于开关模式
系统及谐振	对既有谐振有影响	不影响既有谐振
滤波	通常要求无源滤波	通常不要求无源滤波
电压/电能质量改善能力	存在响应限制	性能大大优于 SVC

静止无功补偿装置应对 SVC、STATCOM 性能、占地面积、成本等因素进行综合考虑。

由于 STATCOM 具有快速的无功电流控制与与母线电压无关的电流输出特性, 在输电系统, 等容量的 STATCOM 要比 SVC 更有效地减少既有系统的问题, 更好地加强系统的稳态和动态特性, 因此含有 SVC 和 STATCOM 的综合式静止无功补偿装置可以作为一种成本和性能折中的方案; 在配电系统 STATCOM 比 SVC 在抑制闪变的效果上更加明显, 具有更好的电压稳定效果, 能够更好

地节约电弧炉等负荷的运行成本, 因此在实际工程中应从投资和收益等角度综合分析。

图1 STATCOM 和 SVC 的 U/I 特性图2 STATCOM 和 SVC 的 U/Q 特性

5.0.4 由于并联电抗器装设在高压侧投资较大, 且不能像装设在变压器低压侧那样很方便地随负荷变化频繁投切, 难以控制低压侧电压, 因此电抗器宜首先考虑装设在主变压器低压侧。但当需

要补偿容量较大,装在低压侧影响到向负荷供电时,也可装在高压侧。

5.0.5 据调查,目前国内变电站并联电容器大多装设在低压侧。由于并联电容器装置装设在主变压器的主要负荷侧,可以获得最佳的无功补偿效果,因此有条件时应装在主要负荷侧。由于220kV、110kV设备较贵,到目前为止,还没有在220kV、110kV电压等级上装设并联电容器的工程实例。

5.0.6 一般35kV~220kV变电站电容器组补偿的目的是:

- 1 补偿主变压器无功损耗。
- 2 向主变压器中低压侧电网输送部分无功。

变电站配置无功补偿容量应根据无功规划,进行调相调压计算来确定。计算原则按照SD 325《电力系统电压和无功电力技术导则》的规定。

据调查,在变电站中,并联电容器安装容量占主变压器容量的比例,由于各地电网情况和无功补偿容量的差异而略有不同,一般不大于30%。在国家电网生[2004]435号《国家电网公司电力系统无功补偿配置技术原则》中,对各级电压变电站的估算值作了细化规定:500kV为10%~20%;220kV为10%~25%;35kV~110kV为10%~30%。同时作了如下规定:所装设的无功补偿装置应避免大量的无功电力穿越变压器,35kV~220kV变电站,在主变压器最大负荷时,其高压侧功率因数应不低于0.95,在低谷负荷时功率因数应不高于0.95。

一般35kV~220kV变电站并联电抗器组补偿的目的是补偿电缆线路的充电功率,并联电抗器补偿总容量一般要求为线路充电功率总和的100%以上。在变电站投运初期由于负荷较轻,特别是在最小负荷运行方式下,输送容量小,是并联电抗器需要量最大的时期,它决定变电站需装电抗器的总容量。

目前,国内只有几座大型城市在220kV变电站内主变压器低压侧装设并联电抗器,补偿容量一般不大于主变压器容量的30%。

在国家电网生[2004]435号《国家电网公司电力系统无功补偿配置技术原则》中规定,对于大量采用10kV~220kV电缆线路的城市电网,在新建110kV及以上电压等级的变电站时,应根据电缆进、出线情况在相关变电站分散配置适当容量的感性无功补偿装置。

针对上述补偿目的,35kV~220kV变电站主变压器低压侧补偿容量一般为主变压器容量的30%以下为宜;对于距电厂较近的变电站,在保证安全并经济合理的前提下可多吸收电厂无功,减少补偿容量,节省投资。

在变电站投运初期,由于轻载,为节省投资,电容器容量可安装较少,甚至不装电容器。随着负荷增长和电网发展,安装容量相应增加。这些情况在变电站平面布置和控制室设计中,应考虑分批安装无功设备的需要。

5.0.7 变电站中装设的无功补偿总容量确定以后,为提高设备的利用率,满足电网运行的要求,通常需要分成若干组再进行安装,分组原则主要是根据电压波动、负荷变化、电网背景谐波含量,以及设备技术条件等因素来确定。

各分组电容器投切时,不能发生谐振,同时也要防止谐波的严重放大。因为,谐振是谐波严重放大的极端状态,谐振将导致电容器组产生严重过载,引起电容器产生异常声响和振动,外壳膨胀变形,甚至产生外壳爆裂而损坏。为了躲开谐振点,电容器组设计之前,应测量或分析系统主要谐波含量,根据设计确定的电抗率配置,进行谐振容量计算,在设计分组容量时避开谐振容量。分组电容器在各种容量组合投切时,均应能躲开谐振点。另外,正式投产前,应进行投切试验,测量系统谐波分量变化,如有过分的谐波放大或谐振,应采取对策消除。

分组电容器在不同组合下投切,变压器各侧母线的任何一次谐波电压含量,均不应超过GB/T 14549《电能质量 公用电网谐波》的规定。

在国家电网生[2004]435号《国家电网公司电力系统无功补偿配置技术原则》中规定,一般情况下220kV变电站无功补偿装置的单组容量,接于66kV电压等级时不宜大于20Mvar,接于35kV电压等级时不宜大于12Mvar,接于10kV电压等级时不宜大于8Mvar。110kV变电站无功补偿装置的单组容量不宜大于6Mvar,35kV变电站无功补偿装置的单组容量不宜大于3Mvar,单组容量的选择还应考虑变电站负荷较小时无功补偿的需要。

5.0.8 原则上35kV~220kV变电站的电容器组均需装设串联电抗器,以防止合闸涌流及高次谐波放大。具体串联电抗器是否安装和数值大小,可根据具体工程情况验算和测试确定。

5.0.9 静止无功补偿器中滤波器组的谐波电流和系统电源的谐波电流的和可能大于TCR产生的谐波电流。该现象是由于滤波器组和系统电源间并联谐振导致电流被放大,因此滤波器组的设计应该避免与其他静止无功补偿支路及系统电源发生谐振。

6 接 线

6.1 一 般 规 定

6.1.1 本条文规定为电压配合的原则要求。

并联无功补偿装置的无功容量与施加在其上电压的平方成正比。选择的并联无功补偿装置额定电压高于电网运行电压时,并联无功补偿装置无功输出将大大减少,影响无功补偿效果。

并联无功补偿装置额定电压低于电网运行电压时,并联无功补偿装置无功输出大为增加,造成装置过负荷,其危害也很大。所以装置的过电压运行也是应该避免的。因此,在设计中应尽量做到使补偿装置既能输出额定功率又不过载,以符合既安全又经济的要求。

在选择单台电容器额定电压时还应考虑串联电抗器使电容器端电压升高的影响。

应该指出,电容器虽然可以在1.10倍额定电压下长期运行,但在考虑接线方式时,尽可能少利用这个裕度。

6.1.2 本条文明确提出了进行无功补偿装置的主接线设计中应考虑的主要条件和基本要求,其中安全可靠和节约投资是最主要的基本要求。针对无功补偿装置的补偿性质和安装容量与负荷增长情况密切相关,需要分期分批投资建设的特点,在设计主接线及总布置时要考虑有利于分期扩建、改建等要求。设计中应根据方针政策,结合工程具体情况,综合考虑对主接线的要求,并通过技术经济比较确定。

6.1.3 本条文对无功补偿装置分组回路接入母线的方式作了一般性规定。

若无功补偿装置分组回路采用能开断母线短路电流的断路

器,会引起工程造价提高,为节约投资,设置无功补偿装置专用母线,专用母线的总回路断路器按能开断母线短路电流选择,分组回路开关不考虑开断母线短路电流,采用价格便宜的真空开关,满足频繁投切要求。

6.1.4 本条文规定了主接线可靠性的基本要求。

在主接线设计时,应首先考虑在此种情况下任一组无功补偿装置出现故障时不影响主变压器的连续运行。

无功补偿装置出现故障时,电网应能及时将故障的补偿装置切除,避免事故范围的扩大,因此需要安装能切断短路故障电流的断路器。但是为了节约投资,当装设总断路器时,接入总断路器下的分组回路不再必须安装断路器,可装设能投切电容器组的其他开关电器。

6.1.5 本条文强调主变压器的无功补偿装置不宜切换运行。由于每组主变压器装设的无功补偿装置主要是补偿本组变压器本身及其所供负荷所需要的无功容量,同时如果采用切换方式,会造成电气接线复杂,不易实现,存在潜在的安全隐患,增加工程造价,而并未带来明显的经济效益。因而,不宜考虑两台或多台主变压器装设的并联无功补偿装置通过连接线装置,互相切换运行。

6.1.6 主变压器低压侧 10 (35) kV 电压等级适用于调相机补偿方式或静止无功补偿方式。

目前国内静止无功补偿装置的电压等级一般为不大于 35kV,连接在主变压器低压侧或通过升压变压器与系统连接,推荐通过主变压器低压侧与系统连接。具体工程中对主变压器低压侧电压等级的选取可通过对不同电压等级下各组件的综合技术经济比较确定。这些组件包括:主变压器;开关设备;换流阀;电容器、电抗器组;所用电源设备;其他辅助设备。

6.2 并联电容器及其配套设备的接线方式

6.2.1 本条文规定了并联电容器组的接线方式。

相关资料表明,20 世纪 80 年代以前,并联电容器组接线有两类:三角形类和星形类。单串联段三角形接线方式的并联电容器组,在技术上存在问题,因为这种三角形接线并联电容器组,发生极间全击穿的机会是比较多的,这时相当于相间短路,注入故障点的能量,不仅有故障相健全电容器的涌放电流,还有其他两相电容器的涌放电流和系统的短路电流。这些电流的能量远远超过电容器油箱的耐爆能量,因而油箱爆炸事故较多。而星形接线电容器组发生全击穿时,故障电流受到健全相容抗的限制,来自系统的工频电流将大大降低,最大不超过电容器组额定电流的 3 倍,并且没有其他两相电容器的涌放电流,只有来自同相的健全电容器的涌放电流,这是星形接线电容器组油箱爆炸事故较少的技术原因之一。所以,本规定强调并联电容器组接线方式是星形接线。

根据我国目前的设备制造现状,35kV~220kV 变电站的并联电容器组的电压等级为 66kV 及以下,而 66kV 及以下电网为非有效接地系统,所以,星形接线电容器组中性点均应不接地。

电容器组接线方式选择,应根据电容器组容量和采用的保护方式综合考虑。常用电容器组接线和保护方式主要有 4 种:单星形接线采用开口三角电压保护;单星形接线采用相电压差动保护;双星形接线采用中性点不平衡电流保护;双星形接线采用桥式差电流保护。单星形接线是电容器组的最基本的接线方式,其他接线方式都是由单星形演变来的。

6.2.2 本条文强调装设串联电抗器的位置。

为抑制高次谐波和涌流,目前在电网中均要求装设串联电抗器。对于星形接线的并联电容器组,限制合闸涌流或抑制谐波的串联电抗器,无论接在电容器组的电源侧或中性点侧,其阻抗特性是完全一样的,可以起相同的作用。串联电抗器接电源侧,当电容器组的母线侧短路时,串联电抗器必须承受系统短路电流,因此需要选择具有较高的动、热稳定性的电抗器。串联电抗器装

于中性点侧，可以不受系统短路电流的作用，从而降低了对串联电抗器动、热稳定的要求，对产品的机械强度要求可以降低，价格也相应低一些。

对于双星形接线的并联电容器组，若把串联电抗器装在中性点侧，电抗器的技术经济指标虽可降低，但要装 2 组；而装在电源侧虽需提高电抗器的电气性能，提高价格，但只需装一组，又可兼作限流电抗器，发挥其多功能作用。

综上所述，串联电抗器在电容器装置回路中的装设位置，应根据技术经济比较结果确定。

6.2.3 在电网中并联电容器组需要随负荷的变化经常投切，因此电容器组的断路器或负荷开关通常操作较为频繁，电容器组合闸时将产生涌流，断路器或负荷开关在开断电容电流时，又容易产生电弧重击穿，合闸时的高频涌流和开断时的重击穿产生的过电压，将会对电容器及回路中其他设备的绝缘造成损害。限制电容器组分闸过电压或降低其倍数的关键是消除或减少断路器或负荷开关的重击穿，为此电容器装置必须设置适合电容器组投切要求的专用断路器或负荷开关。

当开断短路用断路器与投切用断路器或负荷开关在价格上有明显差别时，可以采用价格便宜的投切用断路器或负荷开关用于各分组，而选用一台能开断短路及全部电容器组的断路器作各分组电容器的总断路器，以节省投资。

6.2.4 并联电容器组是由若干台并联电容器按要求串、并联组合而成的，在运行中如果内部元件击穿而不及及时将故障电容器切除退出运行，将导致内部元件全击穿，致使箱壳发生爆裂，进而波及邻近健全电容器，甚至使整组电容器烧毁。因此，对于电容器内部故障保护的基本要求是：

- 1) 内部串联元件未全部击穿之前，保护装置应能灵敏地反应并迅速加以切除。
- 2) 在切除故障的同时应能确定和隔离发生故障的单台电容

器，并保证其余健全电容器能在不发生过电压的情况下继续运行。

作为电容器的极间保护，外熔断器装在电源侧或中性点侧，作用都一样。但是，当发生套管闪络和极对壳击穿时，故障电流只流经电源侧，中性点侧无故障电流，所以，装在中性点侧的外熔断器对这类故障不起作用。另外，当中性点侧已发生一点接地，若再发生电容器套管闪络或极对壳击穿事故，相当于两点接地，装设在中性点侧的外熔断器被短接而不起保护作用。

本条文强调单台电容器外部专用熔断器应接于电源侧。

6.2.5 电容器是储能元件，断电后两极之间的最高电压可达 $\sqrt{2} U_N$ (U_N 为电容器额定电压)，最大储能为 CU_N^2 ，由于自身绝缘电阻高，不能自行放电至安全电压。

电容器放电有两种方式：在电容器内部装设放电电阻，与电容元件并联；在电容器外部装设放电线圈，与电容器直接并联。放电电阻和放电线圈，都能达到使电容器放电的目的，但放电电阻的放电速度较慢，电容器断开电源后，剩余电压在 5min 内才能由额定电压幅值降至 50V 以下；放电线圈放电速度快，电容器组断开电源后，剩余电压可在 5s 内降至 50V 以下。为了避免合闸过电压，必须装设放电设备，在短时间内使残压降至安全电压，以保障再次合闸时的设备安全及检修人员安全。同时，对自动投切的电容器组加装了外放电线圈，可降低单相重击穿过电压倍数。如果只靠电容器内附的放电电阻，其放电速度太慢，重击穿过电压将比装设了外放电线圈的电容器组高。

6.2.6 因为电容器组投切时产生过电压是无法避免的，为了降低过电压幅值，保护回路设备的安全，应装设抑制操作过电压的避雷器。根据对并联电容器装置操作过电压的研究，通常性能好的断路器极少发生重击穿，产生单相重击穿，出现的是对地过电压，装设相对地避雷器，即可抑制对地过电压。本规定考虑的是断路器仅仅发生单相重击穿，只需要设置电容器对地绝缘保护，在这

种情况下,应装设的是相对地避雷器或中性点对地避雷器。

6.2.7 由于放电器件往往不能将电容器的残留电荷放泄殆尽,为确保检修人员的人身安全,检修工作进行之前,还必须对电容器组进行接地放电。虽然停电时挂临时接地线也是放电方式之一,但操作过程麻烦,不能设置防止误操作的机械或电气连锁,安全性差,考虑接地开关可装设电气连锁,同时检修时接地方便,宜采用装设接地开关的方式。

需要说明,星形接线电容器组,长时间运行后,中性点积有电荷,电源侧经接地放电后,中性点仍会具有一定电位,威胁检修人员的安全。为杜绝触电事故发生,检修工作进行之前,应在电容器的电源侧和中性点侧,同时进行短路接地放电。

需要注意,当电容器的外熔断器熔断,或电容器内部连线断线,这种情况的电容器脱离运行时,均可能带有残留电荷,为保证安全,在接触这些电容器之前,应进行对地短接放电。

6.3 并联电抗器及其配套设备的接线方式

6.3.1 在线路侧装设并联电抗器主要用于限制工频过电压和潜供电流,此时为节约投资,可不考虑装设断路器或只装设投切用的断路器。并联电抗器作为无功补偿设备使用时,电抗器回路必须保证装设断路器,以满足切断短路电流的要求。但对于主变压器低压侧设有总断路器的接线方式,并联电抗器回路断路器只作投切电感电流用,不作开断三相短路电流用,这样可选用低开断容量的断路器或负荷开关,从而降低设备投资。

6.3.2 断路器开断并联电抗器时,由于断路器截流,电抗器上储存的能量将通过电抗器入口端的等值电容释放,并产生振荡,在电抗器上形成截流过电压。空气断路器产生的截流过电压较大,真空断路器次之,六氟化硫断路器产生的截流过电压最小。

因断路器操作并联电抗器产生的截流过电压发生在并联电抗器端部,要限制此过电压,则应将避雷器装设在断路器的并联电

抗器侧,这样才能起到保护并联电抗器的作用。

6.3.3 由于空心户外干式并联电抗器选用双星形中性点差流保护接线方式,可检测其内部匝间短路,因此此种保护接线方式已得到应用。但由于双星形中性点差流保护接线方式要求单相并联电抗器线圈内部分裂并联绕制,对制造要求的精度极高,往往致使三相两中性点之间出现不平衡电位,正常差流值大,同时空心户外干式电抗器一般匝间电压仅数百伏,而其绝缘耐压达 3kV 以上,因此出现匝间击穿的可能性极小。为简化保护及一次设备的制造工艺,使运行维护简单,一些地区选用高一级绝缘的单相单星形接线方式。

6.4 静止无功补偿装置的接线方式

6.4.1 在当前的电力电子器件制造水平下,单个不采用器件串联技术的三相逆变桥的容量在 5Mvar~7Mvar,因此,要制造输电系统的大容量 STATCOM,同时满足谐波等多项性能要求,必须采用多种技术和方法设计主电路结构。

在目前国内外使用的 STATCOM 装置中,主电路结构有多重化变压器方式、多电平结构、链式(逆变桥串联)、逆变桥并联等。中国对 STATCOM 装置的研究包括多重化变压器方式和链式结构,并且已在工程中投入使用。

链式 STATCOM 装置的核心为串联连接的单相电压源逆变器,它在运行时相当于一个电压相位和幅值均可调节的三相交流电源。每相通过若干个单相电压源逆变器串联,适当的控制可以消除装置的谐波电流。

系统连接电抗器起到限制 STATCOM 输出电流的作用,为了在故障时减小故障电流,通常在每相设置两个电抗器分别位于阀体的两边。最后,链式 STATCOM 装置通过升压变压器与系统相连。

基于变压器多重化的 STATCOM 结构是提高装置容量的最有

效方法,采用多个逆变桥通过变压器组合使用,可成倍提高装置容量。采用变压器多重化需注意考虑逆变桥交流侧变压器的连接方式和不同逆变桥间的移相角。通过变压器的多重化,不仅提高了装置容量,同时也消除了高次谐波,但多重化变压器也付出了代价。

在变压器多重化 STATCOM 装置的设计中,变压器重数过少得不到良好的谐波特性,重数过多则使得电路复杂,损耗太高。通常,变压器多重化 STATCOM 装置的变压器重数控制在 8 重以下。

迄今为止,世界上已投运的大容量 STATCOM 装置多采用变压器多重化主电路结构。然而多重化变压器带来了很多问题,如价格昂贵、损耗大、占地面积大、非线性特性导致控制困难等。链式 STATCOM 采用多个单相逆变桥直接串联,摒弃了多重化变压器,因此避免了上述缺点,同时还可通过冗余设计进一步提高装置的可靠性。

链式 STATCOM 结构是大容量 STATCOM 的发展方向,STATCOM 接线方式见图 3。

目前静止无功补偿器和静止无功发生器的电压等级不大于 35kV,均连接在主变压器低压侧。由于配套设备的原因,电压等级过高则费用增高,有时甚至难以满足技术要求。当主变压器低压侧电压等级过高时,可采用升压变压器使补偿设备的电压降低。

6.4.2 SVC 的总断路器应具有投切其所连接的全部无功补偿装置最大输出电流和短路电流的能力,为节约投资,分组支路的宜采用负荷开关。TCR 回路中的晶闸管装置为控制电抗器运行的设备,能起到负荷开关的作用,可用于正常运行条件下的操作。故当主回路装设具有切短路故障能力的总断路器,并在其他分支回路装设负荷开关时,在 TCR 回路可不装设负荷开关。为保证主变压器及变电站的运行可靠性,当不装设总断路器时,各分支回路包括 TCR 回路均应装设具有切短路故障能力的断路器。

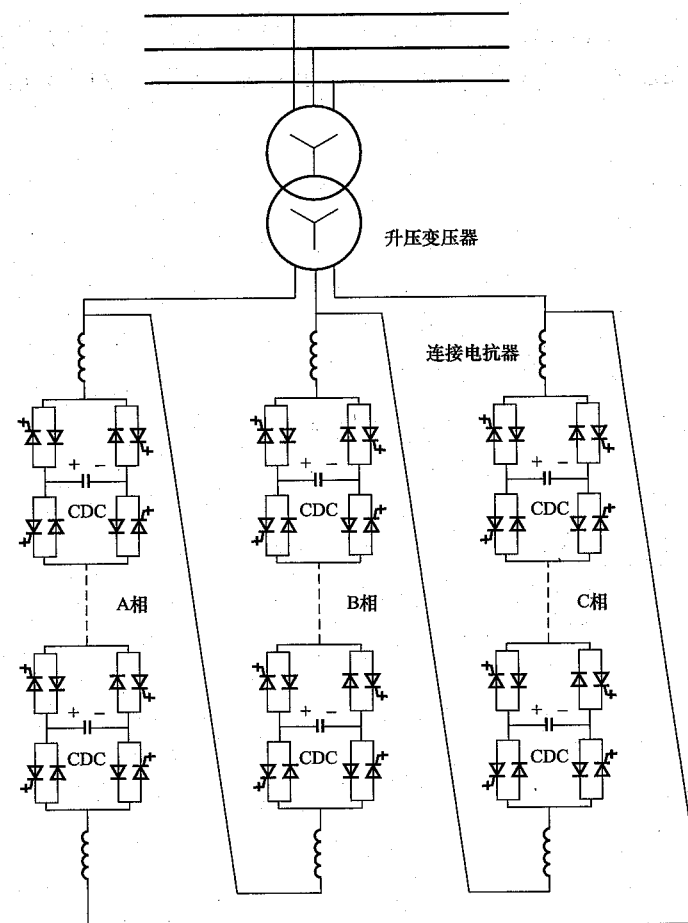


图3 链式 STATCOM 接线

由于 SVC 中的谐波滤波器主要是吸收相控电抗器产生的谐波分量,故相控电抗器支路与谐波滤波器支路应固定连接在一起并为一个分支。当谐波滤波器容量较大时,也可研究在该回路设分支断路器。

STATCOM 主回路包含不同拓扑结构的换流阀与连接电抗

器,即可工作在感性区也可工作在容性区,由于 STATCOM 装置具有储能电容,STATCOM 主回路应装设具有切断容性短路故障能力的断路器。

7 电器和导体选择

7.1 一般规定

7.1.2 本条是选择无功补偿装置的电器和导体的原则要求。对电器和导体的其他特殊要求在以下各节中有具体规定。无功补偿装置的电器和导体的有关技术条件和对环境条件的一般要求不再一一列出。本规定未列入的其他电器以及导体选择的其他要求,均参照 DL/T 5222 《导体和电器选择设计技术规定》的有关规定执行。

7.1.3 本条规定为无功补偿装置电器和导体的选择应满足的技术要求。为保证安全运行,选用的电器和导体应满足运行电压,长期允许电流,短时的动、热稳定要求及操作过程的特殊要求。操作过程的特殊要求包括:合闸过程的高频涌流、分闸过程可能产生的重燃以及重燃引起的过电压、频繁操作性能等。

7.1.4 本条规定的主要依据是:电容器组的容量偏差不得超过+10%、电容器长期过电压不超过 1.05 倍额定电压、电容器组过负荷保护的电流整定值不超过额定电流的 1.30 倍。如并联电容器装置装设串联电抗器,正常工况回路工作电流将小于电容器组的额定电流计算值,即使在谐波和过电压的共同作用下,回路电流一般不超过 1.30 倍电容器组额定电流,否则过负荷保护将动作跳闸,所以取 1.30 倍电容器组额定电流作为选择回路设备和导体的条件是安全的,也是合理的。

7.1.5 无功补偿装置是变电站的一个组成部分,保证其安全运行对电网十分重要。因此,强调无功补偿装置外绝缘配合应与同级电压的其他电气设备相一致。

7.2 并联电容器

7.2.1 本条为电容器选型的主要原则。包括对电容器型式、适应环境条件等提出的要求。

1 电容器的型式选择应符合产品标准,满足技术先进、适应国情的原则。至于选用常规的单台电容器或是集合式电容器以及大容量电容器(单台容量 334kvar 及以上)组成的电容器组,可根据工程具体条件进行技术经济比较确定,本条不作限制性规定。需要说明的是,上述类型的产品各有利弊,例如,单台电容器容量组合灵活,更换故障电容器方便,工程中用得最多的是这种,但特殊环境需建电容器室采用户内安装,台数越多维护工作量越大;集合式电容器(包括箱式电容器),在户外安装占地少,安装设计简单,施工方便,但这种电容器的场强取得较低,油箱内装有大量绝缘油,所以消耗原材料多,经济性不如单台电容器,一旦出现故障,整台停运,现场更换箱体內的故障电容器困难,如返厂修理停运时间长。上述情况选型时应予以综合考虑。

2 设置在严寒、高海拔、湿热带等地区 and 污秽、易燃易爆等环境中的电容器,环境条件对电容器的选型要求是必要条件,应予以满足,达不到要求将影响电容器组的安全运行。

7.2.2 本条为电容器额定电压选择的主要原则。

1 电容器组接入串联电抗器后,电容器的端电压将升高,如串联电抗值为 6%电容器组的电抗值时,电容器的端电压将升高 1.063 8 倍。为了使电容器组避免在过电压下长期运行可能导致不利影响,在选择电容器组的额定电压时宜计及这个升高值。过去有的工程设计不考虑这种影响,使电容器长期处于过高电压下运行,因此在正常运行情况下不应较多占去电容器允许 1.10 倍过电压长期运行的裕度,当出现非正常运行时其端电压可能超过 1.10 倍额定电压,从而促使电容器组退出运行。为此在设计选择电容

器组的额定电压时应避免这种不合理情况的出现。

2 电容器的输出容量与其运行电压的平方成正比(即 $Q = \omega CU^2$),电容器运行在额定电压下则输出额定容量,当电容器运行电压低于额定电压则达不到额定输出,因此,电容器的额定电压,取过大的安全裕度就会出现过大的容量亏损。运行电压高于额定电压,如超过 1.10 倍,将造成不允许的过负荷,电容器在过电压下运行将使其介质场强增高而影响电容器的性能和寿命,当过电压的幅值及作用时间超过允许值时,将使电容器内介质产生局部放电。局部放电对绝缘介质的危害很大,由于电子和离子直接撞击介质,使固体和液体介质分解产生臭氧和氮的氧化物等气体,使介质受到化学腐蚀,并使介质增大,局部过热,并可能发展成绝缘击穿。为了使电容器的额定电压选择合理,达到经济和安全运行的目的,在分析电容器端子上的预期电压时,下面几种情况应予以考虑:

- 1) 电容器装置接入电网后引起的电网电压升高;
- 2) 谐波引起的电网电压升高;
- 3) 装设串联电抗器引起的电容器端电压升高;
- 4) 电容器组相间和串联段间的容差,将形成电压分配不均,使部分电容器的电压升高;
- 5) 轻负荷引起的电网电压升高。

GB/T 11024.1—2001《标称电压 1kV 以上交流电力系统用并联电容器 第 1 部分:总则 性能、试验和定额 安全要求 安装和运行导则》第七篇 安装和运行导则中第 28 条对额定电压的选择解释是:“电容器的额定电压应不低于该电容器接入的网络的最高运行电压,并且还应考虑电容器本身的影响。在某些网络中,网络的运行电压与标称电压相差很大,购买方应提供其详细情况,以便制造厂能为之留出适当的裕度。因此,所选用的电容器的额定电压应略高于网络的运行电压。但是,安全裕度不宜过高,以免容量亏损过多。在有些情况下,电网的实际电压和额定值相差

较大,在安装电容器前后最好实际测量一下电网电压。”

按 IEC 标准和国家标准规定电容器的最高长期允许过电压应满足:电容器单元应适合于当端头间的电压有效值升到不超过 1.10 倍额定电压值的电压(过渡过程除外)下连续运行。但是,选择电容器的额定电压时,不宜将此裕度全部考虑进去。

3 静止无功系统中静止无功补偿器产生的谐波将引起并联电容器承受的电压升高。

7.2.3 本条系对选用电容器基本技术条件的规定。

GB/T 11024.1—2001《标称电压 1kV 以上交流电力系统用并联电容器 第 1 部分:总则 性能、试验和定额 安全要求 安装和运行导则》第四篇 过负荷中第 20 条规定:“电容器单元适于在电流方均根值为 1.30 倍该单元在额定正弦电压和额定频率下产生的电流下连续运行,过渡过程除外。”对于具有最大正偏差的电容器,这个过电流允许值达到 1.37 倍电容器的额定电流。

基于上述标准的规定,本标准作出相应规定,要求选用的电容器满足这一规定,使在允许过电流和谐波的作用下,电容器能正常运行。

7.2.4 对本条规定,电容器组的单台电容器容量的选择,首先要考虑电容器组的容量,随着电容器组容量的增大,单台电容器容量也要相应选择较大的容量,如 5000kvar 以下的中小型电容器组,单台电容器宜选用 50kvar、100kvar 或 200kvar,大型电容器组则宜选用 200kvar、334kvar、417kvar 或 500kvar 及以上的单台电容器。对于中小容量的电容器组,宜选择标准产品,在电容器额定容量优先值中选择,电容器额定容量优先值为 50kvar、100kvar、200kvar、334kvar、417 kvar,无特殊情况,不宜采用非标准产品。500kvar 以上的大容量电容器,尚未制订优先值系列,通常是制造厂根据大容量电容器组容量配置需要定制的。

选用单台容量较大的电容器,不仅可以减少占地面积和安装

维护工作量,而且大容量电容器能承受的爆破能量大,可以减少电容器外壳爆破的可能性。因此,大型电容器组则宜选用单台容量较大的电容器。

7.2.5 电气设备的绝缘水平选择是设计的最基本原则之一,电容器的绝缘水平选择应遵守这一通用原则,同时,所选取的电容器绝缘水平应与同电压等级的其他设备相适应,以符合电网对电气设备绝缘水平的要求。

7.3 并联电抗器

7.3.1 电抗器产品有干式和油浸式两大类,干式电抗器包括干式空心电抗器、干式半心电抗器和干式铁心电抗器。这两大类电抗器各自具有不同特点,干式空心电抗器的优点是无油、噪声小、磁化特性好、机械强度高,适合室外安装;干式半心电抗器和干式铁心电抗器具有无油、体积小、漏磁小的特点,干式铁心电抗器可做成三相式产品、安装简单、占地少,这两种产品在室内安装,其防电磁感应效果优于干式空心电抗器。油浸式铁心电抗器损耗小、价格便宜,通常为三相共体式结构,并具有体积小、安装简单、占地少的优点,室内外安装均可。

对安装在室内的电气一次设备通常有两点要求:无油化,对电气二次弱电设备影响小。按照这两点要求要达到无油化就要采用干式电抗器;对电气二次弱电设备影响小,就是要求电抗器本体周围漏磁小,这样只有半心式电抗器或干式铁心电抗器满足要求。

针对以上情况,电抗器选型时,各工程要根据自身的条件和对设备的不同要求,进行技术经济比较来确定。

7.3.2 本条并联电抗器感抗偏差值范围取自 GB/T 10229—1988《电抗器》中所采取的数值。

7.3.3 并联电抗器的总损耗值,与其本身造价及年运行费用有着直接关系,此值取得过低,将使造价直线上升,但年运行费用下降,原则上应按综合经济比较后选定最佳合理值。本条所列之值

是按我国电价与电抗器造价及以往工程订货时制造厂与用户均能接受的指标选定的。

7.3.4 本条是针对铁心电抗器制定的。为保证电抗器正常运行时铁心不饱和,避免过高的谐波电流和出现谐振等问题,要求所选定的铁心电抗器在外施电压为 1.10 倍最高工作电压时,其伏安特性仍为线性。

并联电抗器的最高工作电压,对并联电抗器的选择是很重要的,其值得注意的特点是:

- 1) 并联电抗器的实际容量与运行电压的平方成正比,这将确定电网无功平衡的有效容量。
- 2) 并联电抗器必须能在可能出现的最高电压下连续运行,这将决定电抗器制造容量。现以 63kV、35kV 并联电抗器为例,列表说明见表 2。

表 2 并联电抗器允许最高连续运行电压

电网额定电压 kV	63	35
电抗器最高工作电压/相应的容量 kV/Mvar	66/60	36.75/60
电抗器实际工作电压/相应的容量 kV/Mvar	60~63/49.6~54.7	33.3~35/49.3~54.4

表 2 说明选定并联电抗器的最高运行电压为接入处的电网最高运行电压对电抗器作用的发挥意义很大。如 63kV 并联电抗器铭牌容量为 60Mvar (在 66kV 时)在工作电压为 60kV~63kV 时的实际容量只有 49.6Mvar~54.7Mvar。

7.3.5 并联电抗器用于中性点不接地系统时,其中性点的绝缘水平,与变压器一样,是按线端全绝缘水平要求的。

7.3.6 本条中的数值是根据国内已有工程设计中所采用的且制造厂接受的数值。

7.3.7 磁控电抗器具有动态调节系统感性无功的功能,对稳定系统电压水平有作用,各工程要根据自身的要求,经技术经济比较来确定选用。

7.4 串联电抗器

7.4.1 串联电抗器的选型原则参照 7.3.1。

7.4.2 本条规定是为了明确串联电抗器电抗率的选用原则。

7.4.3 本条相关条款中的数值是参照了有关标准中的推荐值,以及国内已有工程设计中所采用的且制造厂接受的数值。

7.4.4 本条中是根据电容器允许长期过电流运行的条件,同时考虑铁心电抗器的饱和作用而定的。

1.30 倍额定电流中的谐波含量与电抗器制造的造价关系很大,尤其是对铁心电抗器。由于目前对谐波电流含量尚无明确规定,因此,谐波电流含量值宜按工程系统具体情况及电抗器型式与制造厂协商确定,可在 60%~80%之间选择。

7.4.5 本条相关条款中,当串联电抗值在 $4.5\%X_C$ 以上时,在电抗器后的短路电流为其额定电流的 25 倍或以下,持续时间 2s 是按制造标准及目前工程中惯用之值。当电抗值小于 $4.5\%X_C$ 时,其后的短路电流按其电抗率倒数倍的额定电流计算,可能很大,此时电抗线圈要承受很高的动、热稳定和要求高的匝间绝缘,可能使电抗器造价过大,应与制造厂协商确定最大短时允许电流值。

7.4.6 本条相关条款中的要求与 GB 311.1《高压输变电设备的绝缘配合》相一致。

7.4.7 本条噪声水平是根据设备制造水平和环保要求列出的,噪声值应按 GB/T 1094.10—2003《电力变压器 第 10 部分:声级测定》规定的方法进行测量。

7.5 开关电器

7.5.1 本条提出了断路器选型要求,并联电容器装置应选用真空

断路器或 SF₆ 断路器。用于高压并联电容器装置的断路器,除了应符合一般断路器共用技术条款的要求外,还应满足电容器回路的特殊要求。当不要求开断短路电流时可选择其他开关电器。

1 并联电容器装置要随无功功率需求和电压调节的要求进行投切,所以,每天断路器的投切次数多,动作频繁,满足频繁投切的需要,是对断路器的一个特殊要求。

2 并联电容器装置回路具有独特的电路特性,断路器在合分过程中产生的弹跳和分闸重击穿都将产生过电压,过电压是造成电容器故障的重要原因,所以选择断路器必须慎重。根据实践经验总结和相关规定对开关弹跳提出的限定值为:合闸弹跳时间应小于 2ms;分闸弹跳距离应小于开关断口间距的 20%。当不能满足此要求时,应有操作过电压的防护措施。

3 承受关合涌流以及工频短路电流和电容器高频涌流的联合作用,是电容器组回路断路器的特殊运行工况,断路器应具备这种特殊性能。

7.5.2 GB/T 11024.1—2001《标称电压 1kV 以上交流电力系统用并联电容器 第 1 部分:总则 性能、试验和定额 安全要求 安装和运行导则》第四篇 过负荷中第 20 条规定:“电容器单元适于在电流方均根值为 1.30 倍该单元在额定正弦电压和额定频率下产生的电流下连续运行,过渡过程除外。”考虑到电容器组各相有正的容差,其配套开关电器的额定电流应大于电容器组额定电流的 1.30 倍。

7.5.3 本条规定是为了更合理地选择电容器投切装置,尤其在 220kV 变电站中装设多组并联电容器在选择其投切装置时应加以考虑。因为当总断路器应两相短路而跳闸时,其中有一相还要切除电容电流,因此,对整组断路器来说应具有切除全部电容器的能力。由于总开关设备设置的目的一是保护短路,故总断路器还应能开断回路的短路故障。

7.5.4 在电力系统中装有大容量并联电容器组时,可能改变了接

入处电力系统的网络性质。成都科技大学电力系统教研室对当并联电容器组装置的母线及邻近的电源支路或厂用变压器支路发生短路时,电容器的端电压和网络短路电流的变化规律及其实用的工程计算方法,进行了深入的理论研究,找出了在电力系统短路计算中是否需要计及电容器组的影响的判据,建立了有效值校正系数和冲击校正系数,将装有大量并联电容器组的短路计算问题转化成常规的短路计算问题。这些结论和计算方法经浙江省电力试验研究所系统试验站进行系统模拟试验证实。

7.6 熔断器

7.6.1 本条明确规定单台电容器保护用外熔断器应采用专用熔断器,不得再采用其他非电容器专用的产品替代,配套设备选择时应遵循这条规定。当电容器采用外熔断器保护时,因为这种电容器专用熔断器,额定电流 50A 以下已经有了成熟的系列产品,但 50A 以上还存在问题,尚不能全部通过试验项目,因此选用时应慎重。

7.6.2 本条是根据 DL/T 442—1991《高压并联电容器单台保护用熔断器订货技术条件》制定。

7.6.3 本条为外熔断器熔丝额定电流选择规定。本标准要与相关的国家现行标准协调一致,DL/T 442—1991 已经进行了修订,熔断器的熔丝额定电流选择已修改,本条中电容器额定电流 1.37~1.50 倍的规定,就是该标准的修订值。

7.6.4 本条是根据 GB/T 11024.1—2001《标称电压 1kV 以上交流电力系统用并联电容器 第 1 部分:总则 性能、试验和定额 安全要求 安装和运行导则》熔断器的选择中的相关要求而制定的。

7.7 电容器放电器件

7.7.1 放电器件包括装设在电容器外部的放电线圈和装设在电容器内部的放电电阻。本条为放电线圈的选型规定,放电线圈产品有油浸式和干式两种,油浸式放电线圈的早期产品,不是全密

封型,运行时容易吸潮进水,在全国各地已经多次发生事故。而在其后研制的全密封型放电线圈和干式放电线圈没有吸潮进水问题,事故较少。为保证全密封放电线圈的安全运行,产品结构应保证其内部压力在恰当范围内,使其在最低环境温度时,不应出现负压,在最高环境温度时,内部压力不应大于 0.1MPa,上述要求是根据实践经验提出来的。

7.7.2 本条为放电线圈绝缘水平的规定。放电线圈的绝缘水平与安装方式有关,安装方式有两种:在地面基础上落地安装和在绝缘台架上安装。无论采用哪种方式安装,放电线圈的绝缘水平均应与其并联的电容器组的绝缘水平相一致。在绝缘台架上安装时,放电线圈的额定电压低,绝缘水平也低,因此,设备价格便宜,同时安装占地面积小。例如 35kV 电容器组采用 10kV 电压等级的放电线圈,与 10kV 电容器组(串联段)并联,安装在电容器组的绝缘台架上,比采用 35kV 电压等级的放电线圈,在地面基础上安装,既价格便宜又少占地。但是,二次线圈如果要引出作继电保护用,就需要采用落地安装方式,因为绝缘台架上安装的放电线圈,二次线圈是无法引出绝缘台架的,这需要在设计时考虑。

7.7.3 本条是对放电线圈放电性能的要求。

能满足本条要求的放电时间和剩余电压的放电线圈,就可以用于自动投切的电容器组,由于手动投切的时间间隔长,将这种放电线圈用于手动投切的电容器组,同样可以满足要求,而且,放电时间的长短对放电线圈产品的价格影响不大,也就没有必要生产两种型式的放电线圈去适应两种不同的投切方式,因此,对放电线圈放电时间和剩余电压的要求只有一种。

7.7.4 放电线圈的额定容量是从其线圈的热稳定要求中提出来的。单星形接线电容器组采用开口三角电压保护或相电压差动保护,选用带有二次线圈的放电装置,抽取二次电压用于电容器组保护或测量不平衡电压,应按继电保护要求校验二次线圈容量是否满足保护设计对二次负荷的要求。同时,电压变比误差根据继

电保护设计有关规定应小于 $\pm 1\%$ 。

7.7.5 当电容器组需自动投切或单台电容器无内放电阻时,必须加装专用放电器,放电器的三相及中性点宜与电容器组直接连接。为满足此要求,放电装置的中性点应有套管引出,并为全绝缘。

7.8 避雷器

7.8.1 本条为电容器组操作过电压保护用避雷器的选型规定。由于无间隙金属氧化物避雷器的性能优于有间隙的碳化硅避雷器,这种避雷器已在国内外各级电压的过电压保护中广泛应用。中国在用避雷器限制电容器组操作过电压时,也是用无间隙金属氧化物避雷器。由于带间隙的金属氧化物避雷器间隙放电时,产生冲击过电压,这种冲击过电压足以构成对电容器绝缘的威胁甚至造成损坏,电力行业的反事故措施中已明文规定,禁止在电容器组中使用带间隙的金属氧化物避雷器产品,为保证安全,避雷器选型应遵循本条规定。

7.8.2 避雷器额定电压应大于其安装点出现的最大暂时过电压。对于中性点不接地系统,允许单相接地故障 2h,故最大暂时过电压为系统发生单相接地故障时健全相的电压升高。

从保护电容器组的金属氧化物避雷器运行情况来看,金属氧化物避雷器损坏的一个主要原因是其额定电压选取不当。在保证绝缘配合的前提下应将避雷器的额定电压选得高一些,从而提高避雷器的通流能力。具体对额定电压参数的选取可参照 GB 11032—2000《交流无间隙金属氧化物避雷器》中建议的数值,见表 3。

表 3 金属氧化物避雷器电压参数表 kV

系统额定电压 (有效值)	避雷器额定电压 (有效值)	避雷器最大残压(峰值)	
		雷电冲击电流 (8/20 μ s, 5kA)	操作冲击电流 (1000A)
35	51	134	105
63	84	221	176

7.8.3 避雷器的吸收能量,一般应通过计算或试验确定,对保护单相重燃过电压的金属氧化物避雷器,应考虑带故障单相重燃的情况,其原因如下:

- 1) 带故障单相重燃时避雷器的吸收能量远大于无故障单相重燃时避雷器的吸收能量,以带故障单相重燃为校验条件对避雷器要求更高,有利于安全运行。
- 2) 因中性点不接地系统允许单相接地故障 2h,在此期间内,断路器的投切是难以避免的。
- 3) 用 EMTP 进行的计算分析表明:对 35kV 等级的电容器组,当电容量为 208μF 时,避雷器的吸收能量可达 500kJ,对金属氧化物避雷器允许吸收能量假定为 13kJ/kV,对 35kV 级的避雷器其允许吸收能量为 585kJ,大于 500kJ,所以按带故障单相重燃来校验避雷器的通流容量是可行的。

当没有条件进行计算机计算或试验时,可参照下列经验公式计算:

- 1) 对于主要用来限制带故障单相重燃过电压的接于相一地之间的避雷器,其最大吸收能量为:

$$W=52.22(U_m/U_r-0.26)[1+3.6(X_l/X_c-0.06)]C^{0.643}U_m^2$$

式中:

W ——避雷器的吸收能量, J;
 U_m ——电源母线最高工作电压(峰值), kV;
 U_r ——避雷器的参考电压, kV;
 X_l ——限流电抗器的电抗, Ω;
 X_c ——电容器组的电抗, Ω;
 C ——电容器组的电容量, μF。

- 2) 对于主要用来限制带故障单相重燃过电压的接于相中性点一地之间的避雷器,其最大吸收能量为:

$$W=21.73(U_m/U_r-0.3)[1+2.024(X_l/X_c-0.06)]C^{0.73}U_m^2$$

式中各符号意义同上。

- 3) 对于用来限制两相重燃过电压的直接接于电容器两端的避雷器,其最大吸收能量为:

$$W=4.31(H-0.2)[1-2.61(X_l/X_c-0.06)]CU_m^2$$

式中:

H ——避雷器的荷电率。

其余符号意义同上。

7.9 静止无功补偿装置

7.9.1 暂态和动态稳定性研究在特定工程中用于验证静止无功补偿装置在系统干扰期间控制系统的性能,例如,主要故障和甩负荷,并评估所有规定的功能:

- 1) 启动研究,包括变压器上电、关机及其他开关事件。
- 2) 响应时间及静止无功补偿装置对故障后的系统恢复行为和贡献研究。
- 3) 静止无功补偿装置保护和保护间配合的研究。
- 4) 用于确定绝缘等级、间隙和避雷器额定参数的绝缘配合(包括动态过电压、雷电、故障和开关的暂态特性)。
- 5) 如果包含这些控制,验证所有附加控制的运行研究,这些附加控制设计用于抑制系统干扰后的振荡。
- 6) 评估静止无功补偿装置控制与其他附近控制系统的相互作用研究,包括高压直流输电(HVDC)控制、发电机控制和其他柔性交流输电系统(FACTS)装置的控制。

7.9.3 静止无功补偿装置的可靠性定义:

- 1) 强制停电是指 SVC/STATCOM 设备中的故障导致的停电,该故障导致 SVC/STATCOM 所有或部分关键功能损失。
- 2) 计划停电是指对保证 SVC/STATCOM 连续可靠运行必要的预防维护停电。这些停电可能导致所有或部分

SVC/STATCOM 的暂时损失。

- 3) 停电持续时间是指从 SVC/STATCOM 退出运行时刻到准备好返回运行的时刻过去的时间 (小时)。

停电持续时间包含下列内容:

- 1) 要求确定停电原因或确定设备的哪个单元或组件需修理或更换的停机时间。
- 2) 修理工作准备中系统操作员要求设备断开和接地及修理完成后去除接地和重新连接设备的时间。由于有资格的用户人员的不在导致的延迟不计入停电持续时间。
- 3) 部分停电。如果 SVC/STATCOM 的部分输出是可用的, 等效的停电持续时间应该按降低定额条件产品的持续时间和该周期不能达到的额定输出范围的比例计算。
- 4) 年可用率是指每年用百分数计算的等效强制停电的可用率, 包括总的和部分, 用按小时计算的持续时间定义为:

$$\left(1 - \frac{\text{强制停电的持续时间}}{8760}\right) \times 100$$

IEEE Std 1031—2000《输电用静止无功补偿器功能规范导则》指出: 通常 SVC/STATCOM 强制停电可用率为 98%, 事件的次数为 5 次。假如供应商推荐的备件被保存在现场, 并且及时进行预防性的维护, SVC/STATCOM 的可用率和可靠性保证在该水平上是合理的。

7.9.4 必须规定在补偿器所在地和周围地区不同位置的可接受的噪声水平, 如控制室、阀厅等, 根据中国的情况, 静止无功补偿装置的室外噪声不大于 65dB。

7.9.7 对于每一个运行点, 不管是否通过电流, 运行中的 SVC/STATCOM 部件或连接的部件的损耗应该被计算。如果多于一个 SVC/STATCOM 部件的组合可能在给定输出下运行, 值不仅应该给出还要单独求和, 用于解释, 平均值应该提出进行求和。

开关、母线、电缆、夹子、连接器等的损耗被排除在外。与

谐波电流相关的损耗也应该在评估中从损耗计算中忽略 (尽管它们应该被考虑用于确定冷却设备和同样情况的额定参数)。

对于 SVC, 损耗的计算应该包含 1) ~ 6) 描述的设备。对于 STATCOM, 损耗的计算应该包含 1) ~ 3) 描述的设备。

- 1) 阀体损耗。
- 2) 变压器损耗。
- 3) 电抗器损耗。
- 4) 电容器组损耗 (TSC, MSC 及滤波器)。
- 5) 电阻器损耗。
- 6) 辅助系统电源。
- 7) 总损耗评估。

运行中每个设备 [1) ~ 6)] 的损耗在要求的每个负荷水平 (不管容性还是感性) 被求和, 应该按以下方法被评估:

Point1 - _____ Mvar: _____ ¥/kW × 计算损耗 _____ kW =
¥ _____

Point2 - _____ Mvar: _____ ¥/kW × 计算损耗 _____ kW =
¥ _____

· - _____ · · · · ·
· - _____ · · · · ·
· - _____ · · · · ·

Pointn- _____ Mvar: _____ ¥/kW × 计算损耗 _____ kW =
¥ _____

损耗总评估 = ¥ _____

每千瓦损耗的金额 (¥/kW) 的值考虑 SVC 与其在无功输出或附近预期运行的时间比例。以上损耗值的和应该被累加到设备的第一成本以确定总的评估成本。

7.9.8 目前国内尚未对工作人员的安全磁场强度作出相应的规定, 按照国际辐射防护协会 (IRPA) 的规定, 职业人员全天暴露于磁场的强度应低于 5mT, 数小时暴露于磁场的强度应低于 5mT,

一般民众全天暴露于磁场的强度应低于 0.1mT，数小时暴露于磁场的强度应低于 1mT。英国放射保护局在人进入的地方推荐磁场强度不超过 2mT。

建议中国静止无功系统工作人员的安全磁场强度为 2mT。

7.10 阀 体

7.10.1 SVC 及 STATCOM 阀体和所有相关设备的设计应该耐受图 4 所示的系统稳态运行下各组件对阀体应力的影响及阀体的操作应力，不同阀组件在不同条件下的最大损耗应该得到满足。

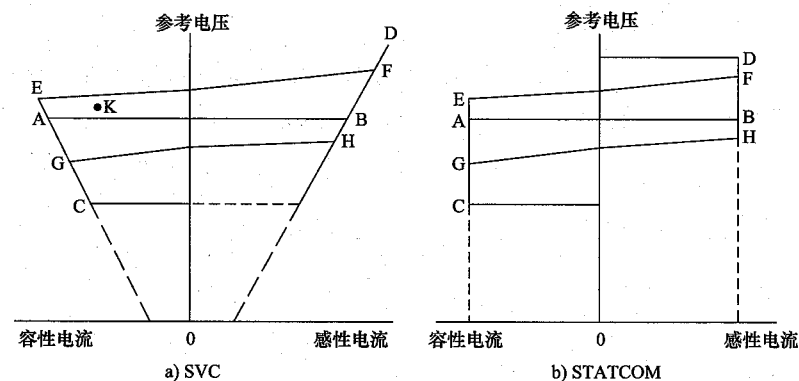


图 4 SVC 及 STATCOM 运行特性

A—额定容性电纳；B—额定感性电纳；

C—最小时交流系统线电压；D—最大短时交流系统线电压；

E—在最大参考电压和最小斜率时容性输出；F—在最大参考电压和最小斜率时感性输出；

G 和 H—分别为最大和最小斜率时的连续运行的最小整定电压；

K—最严酷的运行状态，选择用以定义滤波组件额定参数

阀体必须能够承受系统所需的短时过电压和最大频率偏移及其持续时间。在短时过电压期间，TSC 支路应立即闭锁以防止过电压的进一步增长，TCR/TSR 支路应连续导通，STATCOM 应满

发感性无功电流。

在实际的工程研究中，暂态过电压研究应该通过实际的控制来模拟，目的是校验 SVC/STATCOM 设备是否足够保护电力系统暂态及 SVC/STATCOM 系统误操作导致的过电压和过电流（包括过大的阀恢复电压）。校验应该要求，系统谐波不会影响暂态和稳态下的 SVC 控制。被评估的相关项目应该包括下列内容：

- 1) 高压和低压母线（单相接地、相间和三相）故障。
- 2) TCR 和 TSC、STATCOM 故障。
- 3) 严酷系统条件下所诱发的误触发电压。

7.10.2 阀体冷却系统的目的是去除阀体产生的热量，把热量排到环境中。阀体的冷却方式较多，主要有水冷、油冷、乙二醇冷和风冷。水、油和空气的热交换系数之比为 100:10:1，水和油的热容量远比空气大，所以采用液体冷却可大大改善冷却效果。风冷的特点是空气流量的控制简单，易于维护、修理和更换，但体积和重量较大，且噪声对周围环境干扰严重，一般用于小容量的阀体。油冷与风冷相比能提高运行可靠性、噪声小，但油有燃点低、易老化、不干净等缺点，在静止无功补偿装置中极少采用。乙二醇低温性能好，且具有绝缘特性，缺点是价格贵。水冷是在风冷和油冷基础上发展起来的，水冷具有良好的冷却特性，噪声小、无污染，特别是对大容量的阀体更具有优越性，是国内外普遍采用的冷却方式。

本条推荐在大容量的 SVC 或 STATCOM 装置的阀体中采用水冷方式。

冷却系统是保证晶闸管装置可靠运行的重要设备，运行中出现故障的几率较大。为了保证静止无功补偿装置总的可靠性，使可用率和强制停电限制在规定的范围内，在设计冷却系统时应注意各方面可能出现的问题，以保证阀体正常运行。

考虑到冷却系统对整个静止无功补偿装置运行的重要性，根据国内外工程的实际经验，因此本条中规定冷却系统用的水泵、

风扇和电动机有 100% 的备用。

水冷系统通常一个泵应该运行，而冗余的泵处于备用模式。如果一个泵发生故障，另一个泵应该自动切换而不关闭设备。

风冷系统通常一个风机运行另一个备份。如果一个风机发生故障，另一个应该自动切换而不关闭设备。

7.10.3 为了保证静止无功补偿装置的可靠性，阀体的冗余以第一个阀单元故障后不影响系统的运行为目的，每个单相阀的冗余应不少于 1 个，对于电压等级较高的系统，阀体的冗余度应不少于 10%。

阀体应该在冗余阀单元短路的情况下对性能及保护进行测试。

7.10.4 水冷系统一般采用密闭式的循环去离子纯水冷却方式，作为阀体正常运行的辅助设备，该系统冷却介质必须具有极高的电阻率，才能适应阀体的高电压运行环境。通过对水冷系统的有效控制，冷却介质能够保持稳定的电阻率，使循环冷却水的温度处于正常的水平，从而达到阀体的散热控制的目的。

为了保证在阀体的正常运行，其水阻率应不低于 $5\text{M}\Omega/\text{cm}$ ，异常情况下也不应低于 $3\text{M}\Omega/\text{cm}$ 。

7.10.5 为了保证静止无功补偿装置的可用率，冷却系统也应具有易维护的特点，失效水冷元件的更换应在不打开冷却水回路的情况下进行，以保证水冷元件失效时能在最短的时间内被更换。

7.10.6 在静止无功补偿装置的控制室、保护室、建筑物的围墙外等地方，噪声的要求应符合当地的规定，阀体的噪声应与静止无功补偿装置的总体要求符合。

7.11 导体与其他

7.11.1 本条是对电容器组回路导体、汇流母线和均压线导体截面选择的规定。因为，汇流母线和均压线中通过的电流，不会超过分组回路的最大工作电流，为保证安全，按回路最大工作电流

选择导线，同时，也可减少导线规格，便于设备安装。

7.11.2 本条是对导线型式及导线载流量要求的规定。

为了避免电容器套管受力，不允许用硬导线连接，应选择软导线，同时根据电容器产品标准中 1.50 倍额定电流是对其允许的稳态过电流值规定的，过电流是由多种因素造成的：稳态过电压、谐波、电容器的容量正偏差，单台电容器至外熔断器或母线的连接导线的截面较小，为增加可靠性适当加大导线截面，并与相关行业标准协调一致，故规定按不小于 1.50 倍单台电容器额定电流来选择导线截面。

7.11.3 正常情况下，双星形电容器组的中性点连接线和桥形接线电容器组的桥连接线，通过的电流为不平衡电流，该电流是由电容器组的容差造成的，数值很小。当故障电容器被外部熔断器切除后，容差增大，不平衡电流增加，按最严重情况考虑，最大稳态不平衡电流将不超过电容器组的额定电流，故按本条规定选择的连接导体截面可满足安全要求。

7.11.4 对导体动、热稳定的要求是保证安全运行的必要条件之一，按照允许电流选择的导体，虽然已经满足了回路载流要求，但对一些小截面导体来说，可能没有满足动、热稳定要求，应以此作为限制性条件，因此，导体的允许电流和动、热稳定要求是导体选择的两个必要条件。

7.11.5 本条针对单星形接线和双星形接线的电容器组，采用电流不平衡保护，如桥式差流保护和中性点不平衡电流保护，选择电流互感器提出的 4 项要求。这 4 项要求是根据 IEC TC33—149《并联电容器和并联电容器组的保护导则》中的要求并结合中国的实际情况提出的，其中电流互感器的准确等级可选 10P 级。为了使电流互感器不致因短路电流和高频涌放电流冲击而损坏，IEC 标准要求在电流互感器的一次侧加间隙或避雷器。中国采取的措施有：在电流互感器一、二次侧同时装设低压避雷器；有的只在一次侧装低压避雷器；还有采用加强电流互感器的匝间绝缘来提

高抗冲击能力。

7.11.6 选择和校验支柱绝缘子的重要技术条件是电压等级、泄漏距离、机械强度，本条予以强调。多层布置的电容器组的绝缘框架，为加强底层支柱绝缘子的强度，工程中通常采用增加绝缘子数量和选高一级电压的产品两种方式。

7.11.7 为保证 TCR 回路、滤波器回路及 STATCOM 的安全可靠运行，回路连接线的长期允许电流不应小于该回路包含谐波电流在内的最大允许稳态过电流。

STATCOM 常用于电能质量的综合治理，回路中通过相应的谐波电流，相控电抗器和滤波器回路正常运行时有谐波分量，当某次谐波电流的频率接近导体的固有振动频率时，会引起导体强烈的机械振动，在设计中应予以避免，使导体的机械强度满足运行要求。

8 安装与布置

8.1 一般规定

8.1.1 无功补偿装置及其配电装置的带电距离应满足 DL/T 5352《高压配电装置设计技术规程》的要求。

8.1.2 本条规定为并联电容器装置布置和安装设计时应考虑的主要技术问题。

8.1.3 本条为高压并联电容器装置布置形式选择原则。布置形式选择有 3 个依据：环境条件、设备性能、当地实践经验。这 3 个依据中设备性能是主要的，甚至是决定因素。只要设备性能允许，推广采用户外布置。户外布置和户内布置是本规范规定的工程中选用的正规布置形式。

为防止夏季烈日对电容器外壳直接照射引起过高的温升，一些地区曾采用半露天布置（即户外搭遮阳棚），运行中出现一些问题：有的工程采用简易的石棉瓦遮阳棚，容易破裂漏雨；由于遮阳棚强度不够，甚至出现被大风吹掉棚顶的事故；这种布置设备容易积灰尘，又失去了雨水自然清洗条件，容易出现污闪事故；冬季棚顶暖和，麻雀栖息又引来了黄鼠狼和猫捕食造成的短路事故。因此，这种布置形式不宜在设计中采用。

户外布置土建施工工作量小，可缩短工期，节约工程造价。在运行上通风散热条件好，风及雨水可对电容器进行自然清洗。户外布置的缺点是受天气和环境污染影响大。20 世纪 80 年代初期曾出现户外电容器到了夏季损坏率升高，特别是酷暑天降暴雨后损坏多，究其原因还是电容器质量差。随着电容器质量提高，户外电容器组的年损坏率已大大下降，除特殊地区和特殊环境外应优先考虑采用户外布置。

户内布置的电容器组,受天气和环境污染的影响小,防范鸟害和小动物侵袭的效果好。但缺点是土建工作量大,工期长,工程造价高,如设置了机械通风还会增加运行费。在严寒、温热、风沙、污秽等特殊地区,设备性能不满足户外安装条件或技术经济比较合理时,可采用户内布置。

8.1.4 户内布置容易产生凝露,而凝露又会发生污闪事故,在国内,户内配电装置曾多次发生由凝露而引起的污闪事故,应在设计中采取防范措施。

8.2 并联电容器组

8.2.1 由于电容器产品的多样化,不同电压等级及不同形式电容器组布置形式较多,可根据具体工程情况选择电容器组的布置方式,独立框架、三相共用框架、柜式结构、箱式结构。

8.2.2 本条是对电容器框架设计的要求。设计电容器组框架应考虑以下几点:

1 利于通风散热。电容器通风散热良好是减少故障的重要条件。调查中曾看到,少数单位怕上层电容器漏油滴到下层电容器上,在层间加了隔板,并认为这样做还可防止电容器爆裂时损坏相邻层的电容器。有少数厂家生产的电容器柜。四周用钢板围护。上述做法均影响电容器的通风散热,增加温升进而导致故障发生,应予以纠正。

2 方便维护和更换设备。设计电容器组框架,应考虑巡视设备的运行状况和停电后的检查、清扫工作,以及更换故障电容器。调查时有运行人员反映,放置电容器的框架设计未考虑维护,框架上无法站脚,换熔丝、清扫及更换电容器均感不便。特别在设计多层绝缘框架时要为电容器组维护和检修尽量创造方便条件。

3 节约占地。工程建设要考虑节约占地。分层布置利于节约占地,在采用分相布置时,也要考虑电容器分层放置。为方便运行巡视和维护检修,分层框架不宜超过3层,若超过3层,站在

地面不易看清上层设备的运行情况,为降低框架高度还可考虑采用横放式电容器。节约占地和方便运行维护在设计时应二者兼顾。

4 单层布置:

- 1) 单台电容器质量在 50kg 及以上,且安装场所的面积允许时,宜采用单层布置。
- 2) 优点:安装、检修、更换电容器方便;散热条件好。缺点:占地面积大。
- 3) 当 $N=1$ 时,单套管可横放电容器应布置在分相的相应电网额定电压级的绝缘平台或架构上,实现星形或三角形接线;双套管立放电容器可直接安装在接地的金属架构或固定在水泥台上。

当 $N>1$ 时,电容器均应布置在绝缘架构或平台之上。

5 多层布置:

- 1) 单台电容器质量在 50kg 以下,且安装场所面积紧张时,宜采用多层布置。
- 2) 缺点:安装、检修、更换电容器不方便;散热条件差;电容器渗漏油时,易造成下层电容器污染。

8.2.3 本条对电容器组的安装设计最小尺寸作了规定,现作如下说明:

1 电容器间距。电容器介质损耗产生的热量主要依靠对流来散发,其散热量与单台电容器容量和介质损耗大小有关。不同容量的电容器在框架上放置,彼此间距取多大合适,应通过电容器温升试验来确定。从下面一个温升试验结果,可看出电容器间距对温升的影响(见表4),表4中百分值基准是以下台单独运行的电容器稳定温升为 100%,试验条件是在电容器四周围以薄铁板,从表4中可见下层电容器温升较上层低,间距增大则温升降低,当间距超过 100mm,下层温升与一台单独运行的电容器已比较接近。如无充分理由,本条规定的电容器安装间距不应缩小。

2 底部距地面距离。为使电容器通风散热,电容器不能直接

安装在地面上，安装在地面上容易造成底部锈蚀。户外电容器组的对地距离高于户内，是为了防止下雨时泥水溅到电容器器身上和防止爬行小动物爬上电容器造成事故。据调查，户外 10kV 电容器组多数为 400mm，户内电容器多数为 300mm。35kV 和 66kV 电容器组因用的是绝缘柜台架，比上述尺寸还要大一些。

3 排间距离。在框（台）架上安装两排电容器时，排间应有一定距离，以利通风散热、维护和更换电容器。本条规定的最小间距 200mm 是国内较为普遍的采用值。

4 框架顶部至屋顶净距。从利于空气对流散热考虑，框架顶部至屋顶距离越大越好，但由这个条件无法确定一个合理值。从检修人员站在框架上层不致头碰屋顶则可确定一个最小尺寸，本条规定的框架顶部至屋顶净距的最小尺寸为 1000mm，即是从检修条件考虑的，满足带电距离绰绰有余，同时，符合国内较普遍的情况。

表 4 电容器安装间距对其温升的影响

电容器间距 mm	电容器油箱壁温升的百分比 %		
	下层	中层	上层
12.7	191	216	233
25	161	181	198
50	136	155	170
100	123	140	153
200	118	135	148

用 3 层及以上构架安装的户外电容器组总高度较高，宜选用横放结构的电容器，并采用横放安装方式，以降低构架高度，提高构架本体的抗地震性能及便于安装、维护、检修单台电容器。电容器的安装示意图 5。

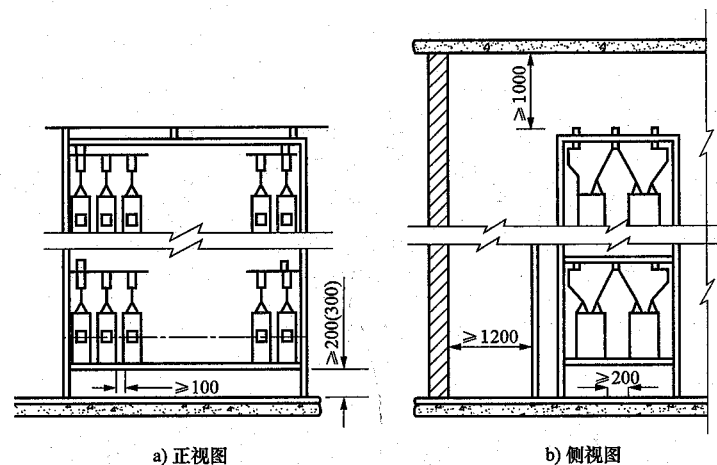


图 5 电容器的安装示意图（括号中数值适用于户外布置）

8.2.4 本条电容器组设置的通道有两种：正常运行时巡视用的主通道，本标准定名为维护通道；带电体无防护，停电后才能走人的通道，无通用名称，参照各地的习惯称呼，本标准称为检修通道。

在电容器组四周都设置维护通道，将会多占地，也无十分必要。当户内只有一组电容器时，通常只在电容器框架的一侧设置维护通道，另一侧与墙之间设检修通道；有两组电容器时，通道设置有两种情况：其一是电容器组靠近两侧墙布置，在两组框架之间设维护通道，在框架与墙间设检修通道；其二是电容器组布置在室内中部，框架之间设检修通道，框架与墙之间设维护通道。当电容器在框架上单排安装时，框架与墙之间无必要设检修通道，可靠墙布置。户外电容器组的通道设置可参照上述情况考虑。通道的宽度系根据 20 世纪 80 年代初各地规定的尺寸和工程中比较普遍的采用值，并经多年运行实践证明是合适的，所以，本条规定了通道的最小尺寸，通道设置示意图 6 和图 7。

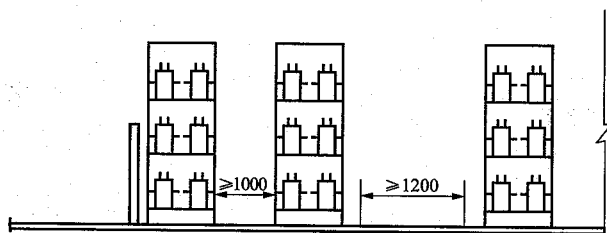
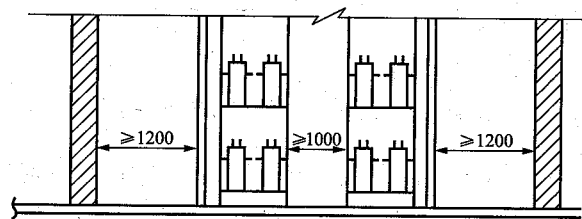
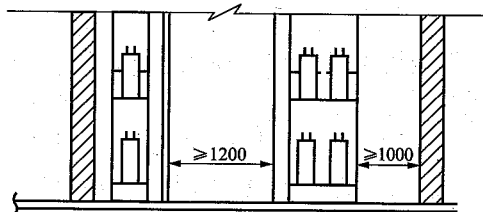


图6 户外电容器组通道设置示意图



a) 断面图一



b) 断面图二

图7 户内电容器组通道设置示意图

8.2.5 本条规定是根据绝缘配合要求提出的,这也是电气设计的一个通用基本原则。当电气设备的绝缘水平与电网一致或略高时,设备可装在地面基础上,金属外壳需接地,电气设备的绝缘水平低于电网时,应将其装在绝缘台上,绝缘台的绝缘水平不得低于电网。例如,额定电压为 $11/\sqrt{3}$ kV 的电容器,它的极间额定电压

约为 6.35kV,绝缘水平是 10kV 等级,供星形接线的电容器组接入 10kV 电网采用,电容器的外壳与框(台)架一起接地;额定电压为 11kV 的电容器,它的极间额定电压和绝缘水平都是 11kV,采用两段串联接成星形,其极间电压满足了 35kV 电容器组的要求,但电容器的绝缘水平比电网低,要把电容器安装在 35kV 级的绝缘框(台)架上才能满足绝缘配合要求。安装在绝缘框(台)架上的电容器外壳具有一定电位,把所有外壳与框(台)架可靠相连,目的是使外壳电位固定。而且,为防止运行人员触及带电外壳,设计图应要求安装时注明带电标记。

8.2.6 电容器的瓷套与箱壳的连接比较脆弱,因此,无论正常运行或事故情况均应避免套管受力而使其焊缝开裂引起渗漏油,所以,应使用软导线连接套管并使连线有一定的松弛度是必需的,设计应对安装提出要求。

据调查,不少单位有过用硬母线连接电容器组引起事故的教训,因为安装时受力和运行中热胀冷缩,均使瓷套承受过大应力,电容器的瓷套与箱壳连接处则可能发生焊缝开裂,继而出现渗漏油。用硬母线连接的电容器组,当一台电容器发生爆裂时,邻近电容器瓷套因受硬连接线牵连而被拉断,从而造成多台电容器损坏事故的发生。为杜绝此类事故发生,本条作了强制性规定,设计中应遵循。

1 单套管电容器的接壳端子虽然与外壳是连在一起的,但为了保持回路接触良好,不能用外壳连接代替接壳导线,接壳导线应由接壳端子上引出,以保持载流回路接触良好。

2 关于铜铝导体的连接要求,由于在 DL/T 5352—2006《高压配电装置设计技术规程》中已有规定,本条虽未对此作相应规定,但应参照执行。

3 熔断器安装在通道侧,主要是为了方便熔丝的更换。熔断器的安装位置不但要考虑正常运行,而且要考虑事故状态,即熔丝在熔断时及熔断后跌落的整个过程中都应满足安全要求。例如,

喷逐式熔断器喷出的气体不应损坏邻近设备或引起相间、极间闪络，熔丝熔断后的引线不应搭在电容器外壳上，否则会造成接地故障。

应当说明，熔断器安装后不能一劳永逸，事实上，长期运行后可能产生熔管受潮发胀，拉紧弹簧锈蚀弹力下降，一旦熔丝熔断，尾线难以弹出，而且熔丝的开断性能变差。装设熔断器也犹如“养兵千日，用兵一时”，当电容器故障，正该熔断器发挥作用时，它失效了，从而造成事故，因此，应定期对熔断器进行检查，及时更换失效品。

8.2.7 本条的目的在于提请设计人员注意，根据各地区情况防范鸟、鼠、蛇类等小动物侵袭事故。据调查，各地都发生过鸟、鼠、蛇类等小动物进入并联电容器装置造成的短路事故，而且，此类事故在主变压器和配电装置中也时有发生。防范鸟、鼠、蛇类等小动物侵袭事故的措施，应根据周围环境中鸟、鼠、蛇类等小动物的活动情况，并参照相应电压级别配电装置采用的办法予以确定。对小动物不可不防，但也不能花太多的投资设防。各地采取的措施有：对户外并联电容器装置，在其四周设置网状围栏，但多雨潮湿地区网状围栏易于锈蚀；采用全封闭的网笼比较少。电容器室通常采取的是封堵方式，进排风口、窗洞口装金属网，电缆沟道口封堵，为了防止老鼠钻进电容器室，有的工程设置了门槛并堵塞所有墙洞。一般来说，电容器室在采取上述措施后效果较好。因此，执行本条规定可因地制宜采取不同办法。

8.2.8 本条规定目的在于提请设计人员和施工人员注意，没有设置接地开关的并联电容器装置，应把检修挂临时接地线的上下两处的接线条件准备好，以利检修前接地放电。

8.2.9 本条为通用要求。钢部件采用刷漆防腐措施简单方便，但防腐效果不如镀锌好。因此，凡有条件均应将钢结构件进行镀锌处理，特别是户外并联电容器装置使用的钢部件最好采用热镀锌，使其达到长期不维修的目的。

8.3 电抗器

8.3.1 高压并联电抗器布置的选择原则，是在满足电气主接线要求，符合配电装置场地条件的前提下，尽量使总体布置合理，节约占地面积，选择布置在户内或户外主要是考虑设备的运行环境条件要求，并考虑环境污秽条件而定。铁心电抗器布置在户内时，应考虑电抗器的防振动措施，目的是通过采取减振措施，减小振动有利于设备的安全运行。油浸式铁心并联电抗器布置在户内时，散热器宜采用分体式布置。散热器采用分体式布置有利于通风散热、降低噪声。

8.3.2 干式空心串联电抗器的特点是线圈磁力线均经周围空间而形成闭合回路，设备周围存在着强磁场，为了减少它在邻近导体（包括铁磁性金属部件及接地体）中引起严重的电磁感应电流而发热及产生电动力效应，安装设计要满足厂家提出的防电磁感应的空间范围要求。有些厂家提出的防电磁感应距离有两个：一是对金属体的距离；二是对形成闭合回路的金属体的距离，设计中均应满足。

8.3.3 目的是防止在围网、围栏中产生涡流使其发热。

8.3.4 在实际安装运行中曾发生过电抗器安装在二次微机保护装置的楼下，电抗器投运后电磁干扰二次微机设备，使其不能正常运行的后果。

8.3.5 本条规定是为了尽量降低空心电抗器的空间磁场在板形接线及连接用螺栓上的涡流损耗，避免它们超过允许温升。

8.3.6 主要是为了防止在闭合的接地网中产生涡流，所以要求采用放射形或开口环形接地。

8.4 静止无功补偿装置

8.4.2 静止无功补偿装置的阀元件及其冷却系统环境温度一般要求在 $+5^{\circ}\text{C} \sim +40^{\circ}\text{C}$ ，采用户内安装有利于温度控制，使阀元件

的运行条件极大地改善,提高安全运行可靠性。为加强散热效果,冷却器应安装在户外。

8.4.5 为使光纤能够安全可靠运行,提出光纤施工安装中的基本要求。

9 二次接线、继电保护和自动投切

9.1 一般规定

9.1.1 本条款强调并联电容器、并联电抗器和静止无功补偿装置等设备的二次设计应与变电站的二次设计综合考虑。

9.2 控制

9.2.1 目前绝大多数变电站均采用计算机监控系统,并联电容器、并联电抗器采用计算机监控系统集中控制,但有条件的变电站仍保留了一些就地控制方式。

9.2.2 目前绝大多数变电站均采用计算机监控系统,静止无功补偿装置就目前运行情况,一般就地设一套独立二次系统对补偿系统进行调节、保护、触发和监测,阀的导通由此二次系统控制器来控制。但对于补偿装置的断路器仍应由变电站监控系统来控制。

9.2.3 为防止操作事故,本条款强调防止误操作的要求。

9.2.4 本条就无功补偿装置的直流电源作了规定。

9.3 信号

9.3.1 目前新建变电站普遍使用监控系统,无功补偿装置不再另设专用信号系统。对于静止补偿装置就目前情况一般由一次设备生产厂家成套提供一套独立测控系统,此系统具备信号采集及与变电站监控系统通信的功能。

9.3.2 本条对无功补偿装置的信号类型作了规定。

9.3.3 为简化二次回路,有关的模拟量和开关量应接入对应的测控装置或综合保护测控装置。

9.4 测量

9.4.1 本条主要规定并联电容器和低压并联电抗器应配置的测量量。

9.4.2 本条针对无功补偿设备,除规定有额定电流和额定电压外,尚规定有最大允许稳态过电流和最高运行电压。因此,测量范围不仅要满足额定电压、电流的要求,还应满足最大允许电流和最高允许电压的要求。

9.4.3 由于静止补偿装置运行经验较少,可根据实际运行经验调整相关电气量。

9.4.4 由于静止补偿装置运行经验较少,可根据实际运行经验调整相关电气量。

9.5 并联电容器保护

9.5.1 并联电容器装置的单台电容器内部故障保护,通常有以下3种方式:内熔丝配合继电保护、外熔断器配合继电保护和无熔丝仅有继电保护。外熔断器加继电保护方式,在国内大部分地区的中小容量电容器组上采用;内熔丝加继电保护方式,前几年主要是进口电容器和集合式并联电容器采用,近期,中国发展起来的大容量单台电容器装设有内熔丝,也采用这种保护;电容器内部没有熔丝保护,又不装设外熔断器仅采用继电保护,这种方式应用比较少。建议依据各地运行经验采用前两种保护方式。

9.5.2 明确针对并联电容器组的不同故障及异常运行方式设置相应的保护。

9.5.3 并联电容器应装设电流速断保护,按电容器端部引线故障时灵敏系数不小于2整定,一般整定为3~5倍的额定电流,时间一般为0.1s~0.2s。过流保护电流定值按躲过最大可能的负荷电流整定,一般整定为1.50~2倍的额定电流,动作时间一般整定为0.3s~1.0s。

9.5.4 电容器内部发生故障以后,将引起电容器组内部相关的两部分之间的电容量不平衡,利用这种特性可以构成各种保护方式。本条第1款、第2款、第3款所列的4种保护方式是常用的。其基本原理是利用电容器组内部相关的两部分之间电容量之差,形成电流差或电压差构成的保护,故称为不平衡保护,又可以称之为不平衡电流保护和不平衡电压保护。

9.5.5 本条规定的目的是为了 避免电容器在工频过电压下运行发生绝缘损坏。电容器有承受过电压的能力,在中国现行标准中有具体规定:电容器在1.10倍额定电压下允许长期运行;在1.15倍额定电压下允许运行30min;在1.20倍额定电压下允许运行5min;在1.30倍额定电压下允许运行1min。原则上过电压保护可以按标准中规定的电压和时间作为整定值,但是,电网过电压还是较少出现的,为了安全起见,实际整定值选得比较保守。例如,在1.10倍额定电压时动作信号,在1.20倍额定电压时经5s~10s动作跳闸,延时跳闸的目的是避免瞬时电压波动引起误动。

9.5.6 电容器装置装设失压保护的目的在于防止所连接的母线失压对电容器产生的危害。从电容器本身的特点来看,运行中的电容器如果失去电压,电容器本身并不会损坏,而它的危害在于:

- 1) 电容器装置失压后立即复电(有电源的线路装设的自动重合闸重合)将造成电容器带电荷合闸,致使电容器因过电压而损坏。
- 2) 变电站失电后复电,可能造成变压器带电容器合闸,变压器与电容器的合闸涌流与过电压将使它们受到损害。
- 3) 失电后的复电可能因无负荷而使电压过高。

失压保护在电源断电时,应能自动将电容器装置从电网切除。失压保护应带适当时限以躲开线路故障引起的电压波动。

9.5.7 为了防止外壳接地的并联电容器组,发生电容器极对壳绝缘击穿,或套管闪络击穿后,没有接地保护,不能及时发现处理,时间长了在另一相发生同类事故,引起多相接地而扩大事故。北

京、上海、广州等地已普遍使用低电阻接地方式，但其保护定值区域性、经验性较强，所以本条款未对保护定值进行明确规定。

9.5.8 由总断路器与分组断路器控制多组电容器分别投切时，电流保护可装设在总回路上。可配置成两段式保护：第一段为短时限的速断保护，第二段为过流保护，与分组过流保护相配合。当串联电抗器装设在电源侧时，分组回路保护动作应跳开本回路断路器，电抗器前短路时应跳开总断路器（分组断路器不满足开断短路电流要求时）。当电抗器装设在中性点侧时，短路故障均应跳开总断路器。应采取措施（加大相间距离，对连接导线采用绝缘材料封包）使跳总断路器的机会减到最少。

9.5.9 本条为针对集合式电容器的特点设置的保护。

9.6 并联电抗器保护

9.6.2 瓦斯保护是油箱内各种故障最灵敏、快速的保护，本条规定了油浸式电抗器应装设瓦斯保护。当并联电抗器油箱内部产生大量瓦斯时，瓦斯保护应动作于跳闸，当产生轻微瓦斯或油面下降时，瓦斯保护应动作于信号。

9.6.3 并联电抗器应装设电流速断保护，电流定值应躲过电抗器投入时的励磁涌流，一般整定为 5~7 倍的额定电流。DL/T 584—2007《3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程》4.2.12.2 规定“在常见运行方式下，电抗器端部引线故障时灵敏系数不小于 1.3”。

9.6.5 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》未要求低压并联电抗器安装过负荷保护，可根据具体运行情况确定是否安装此保护。

9.7 静止无功补偿装置保护

除了被提供作为阀体及其控制的保护特点外，应提供单独保护系统保护补偿器组件防止所有可能发生的不正常运行状态。以下

表 5 中的数据来源于 IEEE/PES 的工作报告和中国上海 STATCOM 工程的保护配置。

表 5 静止无功发生器的保护配置

保护区	保护功能	说明
变压器	差动	
	过流	
	瓦斯/温度/油位过低	
	接地过电流	
低压母线	差动	
	过流	
	过电压	
	过电压（开口三角）	接地故障
	接地过电流	用接地互感器
TSC	不平衡	跨接不平衡测量
	差动	
	过电流	支路故障或限流电抗器过负荷
	负序	不平衡
	零序	不平衡，作为负序的替代保护
	过负荷	通过测量电流的电容器过电压保护
	接地过电流	支路故障
TCR/TSR	差动	
	过电流	
	过负荷	电抗器热过负荷
	负序	电抗器支路不平衡
	零序	电抗器支路不平衡
	接地过电流	接地故障

表 5 (续)

保护区	保 护 功 能	说 明
TCR/TSR/TSC 晶闸管阀	过电压	TSC 阀端的避雷器及 TCR/TSR 的 击穿二极管
	过电流	控制中的常规过电流或过负荷
	晶闸管故障	监视晶闸管
	热过负荷	
滤波器	中性点电压偏移	
	不平衡	
	过电流	
	过电压	
	差动	滤波器差动电流
	接地过电流	接地故障检测
冷却系统	温度	冷却水温度的告警或跳闸
	流动	冷却水流告警或跳闸
	电阻率	冷却水电阻率的告警或跳闸
	泄漏	液体损失
	变换故障或掉电	
STATCOM	过流保护	
	过电压保护	
	直流电容过压保护	

9.8 自 动 投 切

9.8.1 并联电容器组和并联电抗器采用自动投切方式,可以使输出的无功功率自动适应负荷变化的需要,从而减轻了操作运行人员的工作量。目前自动投切功能在变电站中普遍应用,所以本标准推荐自动投切方式。

9.8.2 本条规定是对自动投切装置(或软件)的功能要求。

9.8.3 由于经保护装置动作而断开的电容器组在一次重合闸前的短暂时间里,电容器的剩余电压不能降低到允许值,如果设置了自动重合闸,将使电容器在残压较高的情况下,重新加压,致使电容器过电压超过允许值而损坏。因此,本条规定并联电容器组回路严禁设置自动重合闸。

9.8.4 本条规定的目的是为了避免断路器频繁动作,造成寿命缩短及维护工作量增加。变电站有两种电抗率的并联电容器装置时,其中 12% 的装置应具有先投后切的功能。

10 防火、通风与采暖

10.1 防火

10.1.1 明确无功补偿装置防火的原则要求。

10.1.2 电容器单台充油量虽然不多,但由于成组布置,其总油量仍可能较大。另外,若一台电容器爆炸起火可引起多台损坏,甚至可能造成整个电容器室被烧毁。据调查,电容器曾多次发生过类似爆炸事故,引起火灾。因此,对电容器室的防火要求不应低于同电压等级的配电装置室。

按 GB 50229—2006《火力发电厂与变电站设计防火规范》第 11.1.1 条规定,有可燃介质的电容器室的火灾危险性分类定为丙类,耐火等级为二级。

电容器装置的支架等采用非燃烧材料,目的是防火及防止火灾事故蔓延,并与电容器室建筑防火要求相一致。

10.1.3 本条防火间距的确定是考虑到与其他有关规范、规程的有关规定相一致。

当场地紧张无法达到规定的防火距离时,可采用防火墙分隔或采用联合建筑形式来减少用地。在联合建筑中与相邻其他用房的隔墙、楼板等均应满足防火要求。

10.1.4 电容器室的门与其他电气设备用房的门一样,其防火要求应与 GB 50229—2006《火力发电厂与变电站设计防火规范》中的相关内容保持一致。

电容器室内除巡视外,无人值班,对采光无特殊要求,尽量少设采光窗,对隔热、采暖和减少玻璃窗维护工作以及减少电容器爆裂时造成玻璃碎片飞溅伤人均为有利。因此,电容器室不宜设采光玻璃窗,可考虑设置散热用的通风百叶窗。

10.1.5 本条所指的能灭油火的消防设施,除一般采用的移动式磷酸铵盐干粉灭火器或防火砂箱外,还有移动式泡沫灭火器、手提式气体灭火器等。其放置位置应就近、顺路、方便。一般可放在电容器室外入口或户外电容器组附近。

消防通道应与站内道路作统一考虑,并尽可能起到方便运行和搬运设备的作用。

10.1.6 沟管孔洞的防火封堵,是防止电气火灾扩散的重要措施,同时也可防止小动物进入。但常不为人们重视,特别在电缆安装后,或电缆维修时把原封堵拆除后,无专人管理,造成遗漏。

10.1.7 集合式并联电容器充油量相对较大,设置贮油池或挡油坎可防止事故时绝缘油向四周流散,防止火灾蔓延和保护环境免受油污染。

10.1.8 油浸铁心电抗器的油量与防火要求基本上与油浸变压器的要求相同。

10.2 通风

10.2.1 电容器室、电抗器室通风的主要目的是排除室内的余热,以保证设备的安全运行和使用年限。在进行通风计算时,余热量包括设备散热量及通过围护结构传入的太阳辐射热。

10.2.2 电容器允许的最高环境温度按电容器的类别不同,分别为 40℃、45℃、50℃、55℃。电容器室的夏季排风温度取 40℃,可保证电容器的环境温度小于或等于 40℃。电抗器室的夏季排风温度取值参照油浸变压器的有关规定。

10.2.3 自然通风方式是最有效和节能的通风方式,所以建议优先采用。

10.2.4 沿用 GB 50049—1994《小型火力发电厂设计规范》第 14.3.6 条“厂用配电装置室的事故通风量,应按每小时换气次数不少于 10 次计算。事故排风机可兼作通风换气用。”

10.2.5 根据电气工艺要求,静止无功补偿装置的控制室及阀室

夏季室内温度不允许高于 35℃。对于夏季室外通风计算温度高于或等于 32℃的地区，如仍然采用机械通风方式，通风量会很大，且高温盛夏，室内温度很难保证小于 40℃。所以建议采用降温为主的空调系统。空调机建议选用风冷型式，是因为运行比较方便。

10.2.6 静止无功补偿装置的控制室和阀室如采用空调系统，则建议夏季室内计算温度取为 28℃~30℃。

10.3 采 暖

10.3.1 静止无功补偿装置的控制室、晶闸管阀室和冷却水泵房按电气工艺要求，室内计算温度不应低于 5℃。如已经采用集中采暖，则冬季室内计算温度取为 10℃，偏于安全，也易做到。
